

**TARIFAS E PREÇOS PARA A
ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS
SERVIÇOS EM 2011**

Dezembro 2010

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 2010.....	2
0.2	Evolução das tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços em 2011	2
0.3	Principais determinantes da variação dos proveitos.....	8
0.3.1	Alterações legislativas e regulamentares.....	9
0.3.2	Perspectivas macroeconómicas.....	10
0.3.3	Custos de aprovisionamento de energia do Comercializador de último recurso.....	10
0.3.4	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados	12
0.3.4.1	Sobrecusto de Produção em Regime Especial	16
0.3.4.2	Custos para a manutenção do equilíbrio contratual.....	17
0.3.4.3	Diferencial de custo do agente comercial	18
0.3.4.4	Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas.....	18
0.3.5	Amortizações e juros da dívida tarifária	19
0.3.6	Procura de energia eléctrica	20
0.3.7	Proveitos permitidos por actividade em 2011	21
1	INTRODUÇÃO	23
2	ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO E SECTORIAL.....	25
2.1	Economia mundial	25
2.2	Economia Portuguesa.....	25
2.3	Enquadramento sectorial	26
3	PROVEITOS PERMITIDOS	29
3.1	Proveitos permitidos a recuperar em 2011	43
3.2	Proveitos de energia e comercialização	48
3.3	Proveitos da UGS	62
3.3.1	Custos de gestão do sistema.....	63
3.3.2	Custos com garantia de potência.....	63
3.3.3	Diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos em NT (MAT, AT e MT) e BTE e o sobreproveito associado à aplicação da tarifa de venda transitória	64
3.3.4	Custos de interesse económico geral e estabilidade tarifária.....	64
3.3.5	Outros custos	69
3.3.6	Evolução do Sobrecusto da PRE	70
3.3.7	Proveitos a recuperar nos próximos anos.....	72
3.4	Proveitos permitidos das actividades de Transporte e Distribuição de Energia Eléctrica	72
3.5	Proveitos do comercializador de último recurso	75
4	TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA EM 2011	81
4.1	Tarifas	81
4.2	Tarifas por actividade da entidade concessionária da RNT.....	85

4.2.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	85
4.2.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	87
4.3	Tarifas por actividade dos operadores de rede de distribuição	88
4.3.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	89
4.3.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	92
4.3.3	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	94
4.4	Tarifas por actividade do Comercializador de último recurso	97
4.4.1	Tarifa de Energia.....	98
4.4.2	Tarifas de Comercialização.....	99
4.5	Tarifas de Acesso às Redes	100
4.6	Tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental em BTN	103
4.6.1	Aditividade tarifária.....	103
4.6.2	Fornecimentos de Iluminação Pública no Continente.....	103
4.6.3	Tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN, a vigorarem em 2011	104
4.7	Tarifas de Venda a Clientes Finais Transitórias em Portugal continental.....	106
4.8	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	109
4.8.1	Convergência para as tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental.....	110
4.8.2	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2011.....	112
4.9	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	115
4.9.1	Convergência para as tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental.....	116
4.9.2	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2011	118
4.10	Tarifa Social	122
4.10.1	Tarifa Social de Acesso às Redes a vigorar em 2011	125
4.10.2	Tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso a vigorarem em 2011	125
5	PARÂMETROS PARA A DEFINIÇÃO DAS TARIFAS.....	129
5.1	Parâmetros a vigorar em 2011.....	129
5.2	Valores mensais a transferir pela REN	133
5.2.1	Transferências para a Região Autónoma dos Açores	133
5.2.2	Transferências para a Região Autónoma da Madeira	135
5.3	Valores mensais a transferir pela EDP Distribuição	137
5.4	Amortização e juros da dívida tarifária.....	140
5.5	Ajustamentos tarifários de 2009 e 2010.....	141
6	PREÇOS DE SERVIÇOS REGULADOS	145
6.1	Preços previstos no Regulamento de Relações Comerciais	145
6.1.1	Enquadramento regulamentar.....	145
6.1.2	Propostas das empresas.....	145
6.1.2.1	Preços de leitura extraordinária	145
6.1.2.2	Quantia mínima a pagar em caso de mora.....	149
6.1.2.3	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica	150

6.1.3	Preços para vigorarem em 2011	155
6.1.3.1	Preços de leitura extraordinária	156
6.1.3.2	Quantia mínima a pagar em caso de mora.....	159
6.1.3.3	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica	160
6.2	Preços previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço.....	166
6.2.1	Enquadramento regulamentar.....	166
6.2.2	Proposta das empresas	166
6.2.2.1	Verificação da qualidade da onda de tensão.....	166
6.2.2.2	Visita às instalações de clientes	170
6.2.2.3	Artigo 35.º - Avarias na Alimentação Individual dos Clientes.....	171
6.2.3	Valores para vigorarem em 2011	173
6.2.3.1	Monitorização da Onda Tensão.....	173
6.2.3.2	Visita às Instalações de Clientes (Artigo 34.º do RQS)	176
6.2.3.3	Avarias na Alimentação Individual do Cliente (Artigo 35.º do RQS)	177
7	ANÁLISE DO IMPACTE DAS DECISÕES PROPOSTAS.....	181
7.1	Impacte no preço médio das tarifas por actividade.....	181
7.1.1	Evolução do preço médio das tarifas por actividade entre 2010 e 2011	181
7.1.2	Evolução das tarifas por actividade entre 1999 e 2011	187
7.2	Impacte no preço médio das tarifas de acesso às redes.....	191
7.2.1	Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes entre 2010 e 2011	191
7.2.2	Evolução da estrutura de preço médio da tarifa de acesso às redes entre 2010 e 2011.....	194
7.2.3	Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2011	197
7.2.4	Evolução das tarifas de Acesso às Redes entre 1999 e 2011	200
7.3	Impacte no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais e das tarifas transitórias do comercializador de último recurso.....	203
7.3.1	Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN do comercializador de último recurso entre 2010 e 2011	203
7.3.2	Evolução do preço médio nas tarifas transitórias	206
7.3.3	Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais e das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2011.....	209
7.3.4	Evolução das Tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso entre 1990 e 2011	212
7.4	Impacte no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	215
7.4.1	Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA entre 2010 e 2011.....	215
7.4.2	Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA entre 1990 e 2011	219
7.5	Impacte no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.....	222
7.5.1	Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM entre 2010 e 2011.....	222
7.5.2	Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM entre 1990 e 2011	226
7.6	Análise da Convergência Tarifária.....	228
7.7	Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral, em 2011	231
7.7.1	Análise dos custos	231

7.7.2 Impactes tarifários dos custos de interesse económico geral em 2011	236
ANEXOS	241
ANEXO I SIGLAS	243
ANEXO II DOCUMENTOS COMPLEMENTARES	249
ANEXO III PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2011”	253
ANEXO IV COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2011”	279

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 0-1 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental.....	3
Quadro 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores.....	4
Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira.....	4
Quadro 0-4 - Impacte do mecanismo de convergência tarifária nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM e de Portugal continental.....	5
Quadro 0-5 - Preços médios das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental	6
Quadro 0-6 - Variação das tarifas por actividade em Portugal continental.....	7
Quadro 0-7 - Pressupostos	10
Quadro 0-8 - Previsões de preços de mercado para 2011 e para 2010.....	11
Quadro 0-9 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2011	12
Quadro 0-10 - Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 2011	19
Quadro 0-11 - Amortização e juros da dívida tarifária	20
Quadro 0-12 - Indicadores energéticos.....	21
Quadro 0-13 – Proveitos permitidos em Portugal continental, em 2011	22
Quadro 0-14 – Proveitos permitidos nas Regiões Autónomas, em 2011	22
Quadro 2-1 – Principais indicadores económicos.....	26
Quadro 3-1 – Empresas e actividades reguladas no sector eléctrico.....	30
Quadro 3-2 – Empresas e actividades reguladas no sector eléctrico (cont. I)	31
Quadro 3-3 – Empresas e actividades reguladas no sector eléctrico (cont. II)	32
Quadro 3-4 – Remuneração dos terrenos situados no domínio hídrico	34
Quadro 3-5 – Principais alterações introduzidas pelo novo Decreto-Lei	36
Quadro 3-6 – Custos com o mecanismo de garantia de potência (incentivo ao investimento).....	38
Quadro 3-7 – Tarifa social a pagar pelos titulares dos centros electroprodutores em regime ordinário.....	40
Quadro 3-8 – Reclassificação da “cogeração ^{FER} ”	43
Quadro 3-9 – Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia eléctrica em Portugal continental	46
Quadro 3-10 – Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia eléctrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira	47
Quadro 3-11 - Previsões de preços de mercado para 2011 e para 2010.....	60
Quadro 3-12 – Ajustamentos de 2009 e 2010 a repercutir em tarifas de 2011	65
Quadro 4-1 - Tarifas Reguladas.....	82
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	86
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.....	86

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.....	86
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	87
Quadro 4-6 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Transporte em 2011	87
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.....	88
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.....	88
Quadro 4-9 - Preços da parcela I (custos de gestão de sistema) da tarifa de Uso Global do Sistema.....	89
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	90
Quadro 4-11 - Preços da parcela III (custos com o mecanismo de garantia de potência) da tarifa de Uso Global do Sistema.....	90
Quadro 4-12 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores de rede de distribuição....	91
Quadro 4-13 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias.....	91
Quadro 4-14 - Desagregação do preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema.....	92
Quadro 4-15 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT	93
Quadro 4-16 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT	93
Quadro 4-17 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	94
Quadro 4-18 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em 2011	94
Quadro 4-19 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT	95
Quadro 4-20 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT	95
Quadro 4-21 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT	96
Quadro 4-22 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	96
Quadro 4-23 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	97
Quadro 4-24 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT	97
Quadro 4-25 - Preços da tarifa de Energia	98
Quadro 4-26 - Preços da tarifa de Energia nos vários níveis de tensão e opções tarifárias.....	99
Quadro 4-27 - Preços das tarifas de Comercialização transitórias aplicáveis aos fornecimentos em MAT, AT e MT e das tarifas de Comercialização aplicáveis aos fornecimentos em BTN.....	100
Quadro 4-28 - Preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorarem em 2011.....	100
Quadro 4-29 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN a vigorarem em 2011	104

Quadro 4-30 - Preços das tarifas de venda transitórias a vigorarem em 2011	106
Quadro 4-31 - Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores	109
Quadro 4-32 - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	110
Quadro 4-33 - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores a recuperar na tarifa de UGS	110
Quadro 4-34 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2011	112
Quadro 4-35 - Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira	115
Quadro 4-36 - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	116
Quadro 4-37 - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira a recuperar na tarifa UGS	116
Quadro 4-38 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2011	118
Quadro 4-39 – Número de beneficiários das prestações sociais (Agosto de 2010)	123
Quadro 4-40 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes a vigorarem em 2011	125
Quadro 4-41 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2011 em Portugal continental	126
Quadro 4-42 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2011 na Região Autónoma dos Açores	126
Quadro 4-43 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2011 na Região Autónoma da Madeira	127
Quadro 5-1 - Transferências da REN para o Banco Comercial Português e para a Caixa Geral de Depósitos	134
Quadro 5-2 - Transferências da REN para a EDA	134
Quadro 5-3 - Transferências da REN para o Banco Comercial Português e para a Caixa Geral de Depósitos	135
Quadro 5-4 - Transferências da REN para a EEM	136
Quadro 5-5 - Transferências da EDP Distribuição para a EDP Serviço Universal	137
Quadro 5-6 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Comercial Português, para a Caixa Geral de Depósitos	138
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 de 2008	138
Quadro 5-8 - Transferências da EDP Distribuição para a Tagus referente aos ajustamentos positivos relativos a custos de medidas de política energética do ano de 2009	139
Quadro 5-9 – Reposição gradual da reclassificação da cogeração ^{FER}	139
Quadro 5-10 – Amortização e juros da dívida tarifária	140
Quadro 5-11 – Valor dos ajustamentos de 2009 e 2010 incluídos nos proveitos permitidos da REN Trading	142
Quadro 5-12 – Valor dos ajustamentos de 2009 incluídos nos proveitos permitidos da REN	142
Quadro 5-13 – Valor dos ajustamentos de 2009 incluídos nos proveitos permitidos da EDP Distribuição	143
Quadro 5-14 – Valor dos ajustamentos de 2009 e 2010 incluídos nos proveitos permitidos da EDP Serviço Universal	143

Quadro 5-15 – Valor dos ajustamentos de 2009 incluídos nos proveitos permitidos de 2011 da EDA	144
Quadro 5-16 – Valor dos ajustamentos de 2009 incluídos nos proveitos permitidos de 2011 da EEM	144
Quadro 6-1 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EDP Distribuição	146
Quadro 6-2 - Valores das tarefas a realizar por empreiteiros da EDP Distribuição em 2011	147
Quadro 6-3 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EDA	148
Quadro 6-4 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EEM.....	149
Quadro 6-5 - Quantia mínima a pagar em caso de mora – Proposta da EDP Serviço Universal e da EEM	150
Quadro 6-6 - Quantia mínima a pagar em caso de mora – Proposta EDA	150
Quadro 6-7 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica - Proposta EDP Distribuição	152
Quadro 6-8 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica - Proposta EDA	153
Quadro 6-9 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica - Proposta EEM.....	154
Quadro 6-10 - Preços de leitura extraordinária em Portugal continental para 2011	157
Quadro 6-11 - Preços de leitura extraordinária na RAA para 2011	158
Quadro 6-12 - Preços de leitura extraordinária na RAM para 2011	159
Quadro 6-13 - Valor da quantia mínima a pagar em caso de mora para 2011 em Portugal continental, na RAA e na RAM.....	160
Quadro 6-14 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental para 2011.....	162
Quadro 6-15 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA para 2011	164
Quadro 6-16 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAM para 2011.....	165
Quadro 6-17 - Estimativa dos custos das acções de monitorização em MAT, AT e MT para 2011 ...	167
Quadro 6-18 - Estimativa dos custos das acções de monitorização em BT para 2011	168
Quadro 6-19 - Valores limite propostos pela EDP Distribuição (monitorização da qualidade da onda de tensão).....	169
Quadro 6-20 - Comparação dos valores limite em vigor com os propostos para 2011.....	169
Quadro 6-21 - Valor limite previsto no artigo 7.º do RQS – Proposta da EDA	170
Quadro 6-22 - Valor limite previsto no artigo 7.º do RQS – Proposta da EEM.....	170
Quadro 6-23 - Quantia prevista no artigo 34.º do RQS – Proposta da EDA	171
Quadro 6-24 - Quantia prevista no artigo 34.º do RQS – Proposta da EEM	171
Quadro 6-25 - Quantia prevista no artigo 35.º do RQS – Proposta da EDA	172
Quadro 6-26 - Quantia prevista no artigo 35.º do RQS – Proposta da EEM	172
Quadro 6-27 - Valores limite previstos no artigo 46.º do RQS para 2011 em Portugal continental (monitorização da onda de tensão).....	174
Quadro 6-28 - Valores limite previstos no artigo 7.º do RQS para 2011, na RAA (monitorização da onda de tensão).....	175

Quadro 6-29 - Valores limite previstos no artigo 7.º do RQS para 2011, na RAM (monitorização da onda de tensão).....	176
Quadro 6-30 - Preço previsto no artigo 34.º do RQS para 2011 (visita à instalação do cliente).....	177
Quadro 6-31 - Preço previsto no artigo 34.º do RQS para 2011 (visita à instalação do cliente).....	177
Quadro 6-32 - Valores da quantia prevista no artigo 35.º do RQS para 2011 na RAA (avarias na alimentação individual dos clientes).....	178
Quadro 6-33 - Valores da quantia prevista no artigo 35.º do RQS para 2011 na RAM (avarias na alimentação individual dos clientes).....	179
Quadro 7-1 - Evolução das tarifas por actividade	188
Quadro 7-2 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes 2011/2010	191
Quadro 7-3 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes, por nível de tensão.....	202
Quadro 7-4 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN do comercializador de último recurso 2011/2010.....	203
Quadro 7-5 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão	214
Quadro 7-6 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAA.....	215
Quadro 7-7 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, por nível de tensão	221
Quadro 7-8 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAM	222
Quadro 7-9 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, por nível de tensão	228
Quadro 7-10 - Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2011.....	234
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 2011	236

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 0-1 – Custos de CIEG associados à produção de energia eléctrica por unidade produzida	13
Figura 0-2 - Reposição do nível de proveitos a recuperar com a tarifa UGS (CIEG)	15
Figura 0-3 - Evolução dos custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas desde 1999.....	16
Figura 0-4 – Sobrecusto PRE por unidade produzida	17
Figura 2-1 – Taxas de variação.....	27
Figura 2-2 – Intensidade energética em Portugal continental.....	28
Figura 3-1 – Diferencial da Correção de Hidraulicidade	37
Figura 3-2 – Diferentes tecnologias da PRE e seu enquadramento legislativo.....	42
Figura 3-3 - Proveitos do sector eléctrico.....	44
Figura 3-4 - Estrutura dos proveitos por sector por actividade	45
Figura 3-5 – Proveitos de energia e comercialização do CUR	48
Figura 3-6 – Energia e número de clientes	48
Figura 3-7 – Custos médios de aquisição em mercado e serviços de sistema.....	49
Figura 3-8 – Preços mercado diário Portugal.....	50
Figura 3-9 – Diferencial preço Portugal Espanha	50
Figura 3-10 – Evolução do preço spot e dos mercados de futuros	51
Figura 3-11 – Evolução do preço médio spot e dos mercados de futuros.....	52
Figura 3-12 – Preços médios mensais energia eléctrica Espanha e <i>Brent</i> (euros).....	53
Figura 3-13 – Média móvel mensal preços spot energia eléctrica e <i>Brent</i> (euros).....	54
Figura 3-14 – Peso relativo das tecnologias com preços ofertados acima de 95% do preço de mercado MIBEL.....	55
Figura 3-15 – Peso relativo das tecnologias com preços ofertados acima de 95% do preço de mercado Portugal	56
Figura 3-16 – Satisfação do consumo referido à emissão.....	57
Figura 3-17 – Evolução preço Brent (USD/bbl) e preço carvão API#2 CIF ARA (EUR/t)	58
Figura 3-18 – Evolução preço petróleo e preço carvão API#2 CIF ARA	59
Figura 3-19 – Evolução preço futuros petróleo Brent entrega Dezembro de 2011	59
Figura 3-20 – Diferencial da actividade de Comercialização resultante da extinção das tarifas reguladas para consumos em MAT, AT, MT (NT) e BTE	61
Figura 3-21 – Variação dos proveitos a recuperar com a UGS	62
Figura 3-22 - Variação dos proveitos a recuperar com a UGS por componente.....	63
Figura 3-23 – Valor líquido dos desvios relativos à produção de energia	66
Figura 3-24 – Reposição do nível de proveitos a recuperar com a tarifa UGS (CIEG)	67
Figura 3-25 – Custos de CIEG associados à produção de energia eléctrica por unidade produzida ...	68
Figura 3-26 - Evolução do sobrecusto PRE (valores previstos para tarifas)	70
Figura 3-27- Evolução do sobrecusto PRE (valores ocorridos).....	71
Figura 3-28 – Custo total com a aquisição a produtores em regime especial.....	71
Figura 3-29 – Proveitos a recuperar nos próximos anos	72

Figura 3-30 – Variação dos proveitos permitidos das actividades de Transporte e Distribuição	73
Figura 3-31 – Variação dos proveitos permitidos das actividades de Transporte e Distribuição, por componente	73
Figura 3-32 – Investimentos a custos técnicos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica.....	74
Figura 3-33 – Variação do proveito unitário da TVCF de 2010 para 2011	77
Figura 3-34 - Decomposição do nível global dos proveitos a recuperar pelas TVCF entre custos fixos e custos variáveis.....	77
Figura 3-35 – Fornecimentos do CUR	78
Figura 3-36 - Evolução dos custos unitários fixos e variáveis incluídos na TVCF.....	79
Figura 3-37 - Decomposição da variação nos proveitos unitários	79
Figura 4-1 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2011 da RAA	111
Figura 4-2 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2011 da RAM	117
Figura 7-1 - Preço médio da tarifa de Energia 2011/2010.....	182
Figura 7-2 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema 2011/2010	183
Figura 7-3 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT 2011/2010	183
Figura 7-4 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT 2011/2010.....	184
Figura 7-5 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT 2011/2010.....	184
Figura 7-6 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT 2011/2010.....	185
Figura 7-7 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT 2011/2010.....	186
Figura 7-8 - Preço médio da tarifa de Comercialização em BTN 2011/2010	186
Figura 7-9 - Evolução das tarifas por actividade (preços constantes de 2010).....	190
Figura 7-10 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes 2011/2010.....	192
Figura 7-11 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes em MAT 2011/2010	192
Figura 7-12 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes em AT 2011/2010	193
Figura 7-13 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes em MT 2011/2010.....	193
Figura 7-14 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes BTE 2011/2010.....	194
Figura 7-15 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes BTN (com IP) 2011/2010....	194
Figura 7-16 – Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes 2011/2010.....	195
Figura 7-17 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MAT 2011/2010.....	196
Figura 7-18 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em AT 2011/2010.....	196
Figura 7-19 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MT 2011/2010.....	196
Figura 7-20 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTE 2011/2010.....	197
Figura 7-21 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTN (c/ IP) 2011/2010	197
Figura 7-22 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2011, decomposto por actividade ..	198
Figura 7-23 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2011	198

Figura 7-24 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2011 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema, Custos de Interesse Económico Geral e Sustentabilidade do Mercado Livre	200
Figura 7-25 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2011 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico Geral	200
Figura 7-26 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços correntes).....	201
Figura 7-27 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços constantes de 2010)	202
Figura 7-28 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN do comercializador de último recurso 2011/2010.....	204
Figura 7-29 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTN (> 20,7 kVA) 2011/2010	205
Figura 7-30 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTN sem IP (\leq 20,7 kVA) 2011/2010	205
Figura 7-31 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em IP 2011/2010.....	206
Figura 7-32 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em MAT 2011/2010.....	207
Figura 7-33 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em AT 2011/2010	207
Figura 7-34 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em MT 2011/2010	208
Figura 7-35 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em BTE 2011/2010.....	208
Figura 7-36 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais e das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2011.....	209
Figura 7-37 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais e das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2011	210
Figura 7-38 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais e das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2011, decomposto nas parcelas Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema, Custos de Interesse Económico Geral e Sustentabilidade do Mercado Livre	211
Figura 7-39 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais e das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2011, decomposto nas parcelas Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico Geral	211
Figura 7-40 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços correntes).....	213
Figura 7-41 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços constantes de 2010)	214
Figura 7-42 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAA	215
Figura 7-43 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em MT na RAA	217
Figura 7-44 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BT na RAA.....	217
Figura 7-45 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTE na RAA	218
Figura 7-46 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (> 17,25 kVA) na RAA	218
Figura 7-47 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN s/ IP (\leq 17,25 kVA) na RAA	219
Figura 7-48 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em IP na RAA.....	219

Figura 7-49 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços correntes)	220
Figura 7-50 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços constantes de 2010).....	221
Figura 7-51 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAM.....	222
Figura 7-52 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em MT na RAM.....	223
Figura 7-53 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BT na RAM	224
Figura 7-54 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTE na RAM.....	224
Figura 7-55 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA) na RAM	225
Figura 7-56 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN s/ IP (\leq 20,7 kVA) na RAM.....	225
Figura 7-57 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em IP na RAM	226
Figura 7-58 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM por nível de tensão (preços correntes).....	227
Figura 7-59 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM por nível de tensão (preços constantes de 2010)	228
Figura 7-60 - Preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da RAA e da RAM, em 2010 e 2011	229
Figura 7-61 - 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	230
Figura 7-62 - 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	230
Figura 7-63 - Evolução dos custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas desde 1999.....	235
Figura 7-64 - Preço médio dos custos de interesse económico geral em 2011, decomposto por componente	237
Figura 7-65 – Estrutura do preço médio dos CIEG em 2011	238
Figura 7-66 – Impacte dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes	238
Figura 7-67 – Impacte dos CIEG nos preços totais pagos pelos clientes	239

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

O presente documento “Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2011” fundamenta as tarifas e preços aprovadas para vigorarem em 2011. Este documento integra os seguintes anexos: (i) “Proveitos permitidos das empresas reguladas do sector eléctrico em 2011”, (ii) “Estrutura tarifária do Sector Eléctrico em 2011”, (iii) “Caracterização da procura de energia eléctrica em 2011” e, (iv) “Ajustamentos referentes a 2009 e 2010 a repercutir nas tarifas de 2011”.

De acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração da ERSE submeteu, a 15 de Outubro de 2010, à apreciação do Conselho Tarifário, para emissão de parecer e, da Autoridade da Concorrência e dos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, para comentários, a “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2011”. O Conselho Tarifário emitiu parecer, obrigatório e não vinculativo, a 15 de Novembro. Os documentos que justificam a decisão final da ERSE são tornados públicos, nomeadamente através da sua página de internet, assim como o Parecer do Conselho Tarifário e a resposta da ERSE.

As tarifas ora aprovadas para 2011 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 domésticos 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 2010

REVISÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

As tarifas ora aprovadas integram as alterações decorrentes da revisão regulamentar efectuada com o objectivo de adaptar o Regulamento Tarifário existente ao actual quadro jurídico nacional, designadamente aos seguintes diplomas aprovados em 2010:

1. Portaria n.º 542/2010, de 21 de Julho, que procede à alteração à taxa de remuneração dos terrenos situados no domínio hídrico que se mantêm na posse da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT), bem como dos terrenos situados fora desse domínio arrendados pelos titulares de licenças de produção associados aos centros electroprodutores hidroeléctricos.
2. Portaria n.º 765/2010, de 20 de Agosto, que estabelece o regime de garantia de potência que os centros electroprodutores em regime ordinário podem prestar ao Sistema Eléctrico Nacional.
3. Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de Setembro, que estabelece o procedimento aplicável à extinção das tarifas reguladas de venda de electricidade a clientes finais com consumos em muita alta tensão (MAT), alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão especial (BTE).
4. Decreto-Lei n.º 110/2010, de 14 de Outubro, que determina a extinção do mecanismo da conta de correcção de hidraulicidade, estabelecendo as regras transitórias a adoptar até à extinção do mesmo e revogando o Decreto-lei n.º 338/91, de 10 de Setembro.
5. Decreto-Lei aprovado em Conselho de Ministros de 14 de Outubro, que tem como objecto a criação de tarifas sociais de acesso às redes e de fornecimento de energia eléctrica e a definição do regime jurídico para a sua aplicação.

A revisão regulamentar inclui ainda uma alteração de forma a contemplar o mecanismo de reposição gradual da reclassificação da cogeração produzida através de fontes de energia renováveis.

0.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2011

PRINCIPAIS ALTERAÇÕES INTRODUZIDAS NAS TARIFAS

As tarifas ora aprovadas integram as alterações previstas no Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de Setembro, que estabelece a extinção das tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais a partir de 1 de Janeiro de 2011, em Portugal continental, para fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE. Assim, em 2011 vigoram tarifas de venda transitórias a aplicar aos clientes finais com consumos em MAT, AT, MT e BTE que não tenham ainda contratado no mercado o seu fornecimento, assegurando-se, por um lado, a

existência de um período transitório para a escolha de comercializador pelos clientes e, por outro lado, incentivando-se a mudança para o mercado.

Continuam a poder ser fornecidos pelo comercializador de último recurso os consumidores em BTN, com as respectivas tarifas a ser determinadas pela ERSE, caso não optem por um comercializador no mercado.

Implementa-se em 2011 um novo modelo de protecção dos consumidores vulneráveis, através da aplicação de tarifas sociais, recentemente aprovado pelo Governo em diploma específico. De forma a implementar os objectivos previstos nesse diploma publica-se uma tarifa social de acesso às redes.

Para além da tarifa social de acesso às redes a ERSE estabelece uma tarifa social de Venda a Clientes Finais aplicável pelo comercializador de último recurso. O desconto aplicado na tarifa social de acesso às redes permite em 2011 limitar o acréscimo da tarifa social de Venda a Clientes Finais a 1%.

O modelo de protecção dos consumidores vulneráveis através de um desconto nas tarifas de acesso às redes permite estender esta medida a todos os comercializadores que abasteçam estes consumidores, de forma compatível com a Directiva 2009/72/CE, de 13 de Julho, relativa ao mercado interno da electricidade.

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. Em Portugal continental a aplicação destas tarifas restringe-se aos fornecimentos em Baixa Tensão com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA. Nas Regiões Autónomas, as variações tarifárias não apresentam diferenciação por nível de tensão e tipo de fornecimento.

No Quadro 0-1 apresenta-se a variação das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN em Portugal continental.

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

	Variação 2011/2010
Tarifas de Venda a Clientes Finais	
Venda a Clientes Finais em BTN	3,8%

A tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso observa uma variação de 1%. De acordo com o novo enquadramento da tarifa social poderão solicitar a aplicação desta tarifa os beneficiários do rendimento social de inserção, do complemento solidário para idosos, do subsídio social de desemprego, do primeiro escalão do abono de família e da pensão social de invalidez.

No Quadro 0-2 e no Quadro 0-3 apresentam-se as variações 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 da Região Autónoma dos Açores

	Variação 2011/2010
Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	
Venda a Clientes Finais em MT	3,8%
Venda a Clientes Finais em BTE	3,8%
Venda a Clientes Finais em BTN	3,8%

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

	Variação 2011/2010
Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	
Venda a Clientes Finais em MT	3,8%
Venda a Clientes Finais em BTE	3,8%
Venda a Clientes Finais em BTN	3,8%

Em 2011 encontra-se assegurada a convergência tarifária em preço médio entre as Regiões Autónomas e Portugal continental.

Com efeito, desde 2002, ano em que as atribuições de regulação da ERSE passaram a incluir as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, a uniformidade tarifária tem vindo a ser implementada de forma gradual. Em 2010 atingiu-se uma efectiva convergência em termos do preço médio para os tipos de fornecimento de MT, BTE e BTN.

Em resultado da extinção das Tarifas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE em Portugal continental, as tarifas de MT e BTE nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira observam em 2011 uma variação tarifária idêntica à de BTN.

Na BTN, encontrando-se assegurada a convergência em preço médio, o mecanismo de convergência tarifária irá assegurar que, no curto prazo, passe a ser garantida uma convergência efectiva nos preços das diferentes variáveis de facturação, ou seja, que passe a vigorar uma tarifa única, para o mesmo tipo de fornecimento, aplicável a todo o território nacional.

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 2011 com as tarifas que seria necessário publicar nas Regiões Autónomas para proporcionar os proveitos actualmente permitidos às respectivas empresas. Ou seja, caso cessasse em 2011 o mecanismo de convergência aplicado ao longo dos últimos anos, seria necessário aplicar as seguintes variações tarifárias para assegurar a cobertura dos custos em cada área geográfica, sem convergência:

Quadro 0-4 - 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	2,3%	3,8%
Região Autónoma dos Açores	45,9%	3,8%
Região Autónoma da Madeira	26,5%	3,8%

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 (Quadro 0-5), em Portugal continental, é diferenciada por nível de tensão e tipo de fornecimento.

Quadro 0-5 - Preços médios das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental

	Tarifas 2010* €/kWh	Tarifas 2011 €/kWh
Tarifas de Acesso às Redes	0,0572	0,0643
Acesso às Redes em MAT	0,0073	0,0160
Acesso às Redes em AT	0,0100	0,0197
Acesso às Redes em MT	0,0254	0,0381
Acesso às Redes em BTE	0,0505	0,0601
Acesso às Redes em BTN	0,0970	0,0989

* Aplicação das tarifas de 2010 à procura prevista para 2011

Verificam-se acréscimos nas tarifas de acesso às redes, em particular nos níveis de tensão mais elevados. Estes acréscimos são justificados pelo aumento da tarifa de Uso Global do Sistema que integra os custos de política energética e de interesse económico geral e as decisões de sustentabilidade de mercados. Contribuem para este aumento o crescimento de uma série de componentes de custos, designadamente: sobrecustos da produção em regime especial (PRE), custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), sobrecustos do Agente Comercial responsável pela gestão das centrais com CAE (Pego e Turbogás), remuneração dos terrenos situados no domínio público hídrico e custos com a Garantia de Potência recentemente criados (Quadro 0-9). De igual modo a redução do desvio positivo de 2011 face ao de 2010 relativo à componente de energia das tarifas de Venda a Clientes Finais de anos anteriores contribui para o aumento identificado.

Por último importa lembrar que as tarifas de acesso às redes em 2009 e em particular a tarifa de Uso Global do Sistema assumiram valores inferiores ao seu nível tarifário habitual, em resultado da decisão de adiamento dos sobrecustos da produção em regime especial no âmbito do Decreto-Lei n.º 165/2008. Este desnivelamento de custos contribui para os agravamentos observados nas tarifas de acesso às redes em 2010 e agora em 2011. A existência de desvios positivos na componente de energia das tarifas de Venda a Clientes Finais do passado devolvidos na tarifa de Uso Global do Sistema tem permitido o vencimento do desnível inicial de forma gradual.

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

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

	Varição 2011/2010
Tarifa de Energia	-6,2%
Tarifa de Uso Global do Sistema	42,5%
Tarifas de Uso de Redes	
Uso da Rede de Transporte	-4,2%
Uso da Rede de Distribuição em AT	-12,2%
Uso da Rede de Distribuição em MT	-13,2%
Uso da Rede de Distribuição em BT	-8,0%
Tarifas de Comercialização	-14,0%

Registam-se reduções acentuadas nas tarifas de uso das redes resultantes dos ganhos de eficiência aplicados a estas actividades pela regulação. O aumento acentuado da tarifa de Uso Global do Sistema, fundamentalmente determinada pelos custos de política energética e de interesse económico geral, é compensado em parte pelas referidas reduções das tarifas de uso das redes, originando os agravamentos das tarifas de Acesso às Redes apresentados no Quadro 0-5. Estes impactes reduzem-se ao longo da cadeia de valor por nível de tensão, na medida em que são os clientes que mais redes usam, os que mais beneficiam das reduções das tarifas de uso das redes.

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 2011, na grande maioria das situações previstas nos regulamentos da qualidade de serviço, a proposta da ERSE para os preços acima referidos actualiza os preços em vigor em 2010 pela taxa de variação do índice de preços no consumo privado prevista para 2011 (1,9%). Assim, a proposta da ERSE para os serviços regulados é a seguinte:

- Os preços das leituras extraordinárias aplicáveis aos clientes em BTN sofrem uma actualização de 1,9%.
- Os valores da quantia mínima não sofrem alterações.
- Nas Regiões Autónomas, os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica sofrem uma actualização de 1,9%.

- Em Portugal continental, os diversos preços dos serviços de interrupção e restabelecimento aplicáveis a clientes em BTN sofrem alterações que variam entre -1,5% e 1,9%. Os preços aplicáveis em BTE, MT e AT observam uma redução de 1,5%, com excepção do adicional para restabelecimento urgente em BTE que observa uma redução de 0,8%.

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).

0.3 PRINCIPAIS DETERMINANTES DA VARIAÇÃO DOS PROVEITOS

Os valores das tarifas para 2011 têm em consideração os valores dos custos e investimentos ocorridos em 2009, estimados para 2010 e os previstos para 2011, 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 2011.

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

0.3.1 ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES

Diploma	Efeitos	Actividade regulada que incorpora o efeito
Portaria n.º 765/2010, de 20 de Agosto Custos com mecanismo de garantia de potência	Acréscimo de proveitos permitidos	Actividade de Gestão Global do Sistema
Portaria n.º 542/2010, de 21 de Julho Remuneração associada aos terrenos hídricos	Acréscimo de proveitos permitidos	Actividade de Gestão Global do Sistema
Portaria n.º 592/2010, de 29 de Julho Custos com interruptibilidade	Acréscimo de proveitos permitidos	Actividade de Gestão Global do Sistema
Despacho n.º 14 430/2010, de 15 de Setembro Mecanismo de valorização de novos investimentos a custos de referência	Diminuição de proveitos permitidos.	Actividade de Transporte de Energia Eléctrica
Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de Setembro Extinção das tarifas reguladas de vendas a clientes finais com consumos em MAT, AT, MT e BTE	Diminuição de proveitos permitidos.	Actividade de Comercialização Actividade de Compra e Venda de Acesso ao Transporte, componente UGS
Decreto-Lei n.º 110/2010, de 14 de Outubro Mecanismo do fundo da correcção de hidraulicidade	Diminuição de proveitos permitidos	Actividade de Compra e Venda de Acesso ao Transporte, componente UGS
Decreto-Lei aprovado em Conselho de Ministros de 14 de Outubro de 2010 Tarifa Social	Diminuição de proveitos permitidos	Actividade de Compra e Venda de Acesso ao Transporte, componente UGS
Despacho n.º 17 041/2010, de 11 de Novembro Cessação do OMIP e do OMIClear	Diminuição de proveitos permitidos	Actividade de Gestão Global do Sistema

0.3.2 PERSPECTIVAS MACROECONÓMICAS

Os principais pressupostos macroeconómicos que serviram de base à elaboração das tarifas e preços para a energia eléctrica e serviços regulados para 2011, são os seguintes:

Quadro 0-7 - Pressupostos

	2011
Deflator do PIB medido com a taxa de variação anual terminada no 2.º trimestre de 2010, publicada pelo INE (actualização dos parâmetros das actividades reguladas por <i>Price-cap/Revenue cap</i>)	0,5%
Deflator do PIB previsto (actividades não reguladas por <i>Price-cap/Revenue cap</i>)	2,0%
Índice de Preços do Consumo Privado	1,9%
Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, valores diários de 2009 (taxa aplicável aos ajustamentos de 2009)	1,218%
Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, valores diários entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro de 2010 (taxa aplicável aos ajustamentos de 2009 e de 2010)	0,782%
Taxa de juro EURIBOR a três meses, no último dia do mês de Junho de 2010 (taxa aplicável aos montantes em dívida referentes a 2006, 2007 e 2009)	0,767%
Taxa média diária das OT a 2 anos e das OT a 3 anos ocorrida no mês de Setembro de 2010 (taxa provisória aplicável para a reposição gradual da reclassificação da cogeração ^{FER})	4,065%

0.3.3 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.

Considera-se que os valores actuais do mercado *spot* de energia eléctrica para Portugal, em torno de 45 €/MWh, estão próximos do que será expectável para 2011, como apontam também os valores do mercado de futuros para esse ano. Esta previsão assenta principalmente nas seguintes constatações:

- Os efeitos da hidraulicidade anormalmente elevada, ocorrida no primeiro semestre, anularam-se em parte durante o Verão, permitindo projectar as condições actuais para as condições de um regime hidrológico médio implícito nas previsões de preço de energia eléctrica de 2011.
- Os preços das matérias-primas têm-se mantido constantes, não se perspectivando o seu aumento.

Assim, quanto ao preço do petróleo assume-se um cenário relativamente prudente para a evolução do mesmo (80 USD/bbl), em linha com a generalidade das empresas reguladas.

Não se considera que o preço da energia eléctrica no mercado grossista evolua para além do patamar actual, devido a factores estruturais que foram apontados, em especial o incremento da PRE que conduz a uma diminuição do consumo satisfeito com energia adquirida em mercado.

Deste modo, com base nos preços observados nos últimos meses nos mercados de futuros, as previsões da ERSE para 2011 e as estimativas para 2010 (com dados reais até Agosto) do preço médio de aquisição do CUR em Portugal são as constantes do quadro seguinte.

Quadro 0-8 - Previsões de preços de mercado para 2011 e para 2010

	2010		2011
	Tarifas 2010	Valores reais estimados em Outubro 2010	Tarifas 2011
Preço médio de aquisição do CUR em Portugal €/MWh	50,0	39,2	46,6
Preço petróleo USD/bbl	72,2	75,0	80,0
Índice de produtividade hidroeléctrica	1,0	≈1,3	1,0

No que diz respeito aos serviços de sistema, consideraram-se as previsões mais recentes das empresas, de 0,8 €/MWh, tanto para o ano de 2010 como para o ano de 2011.

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

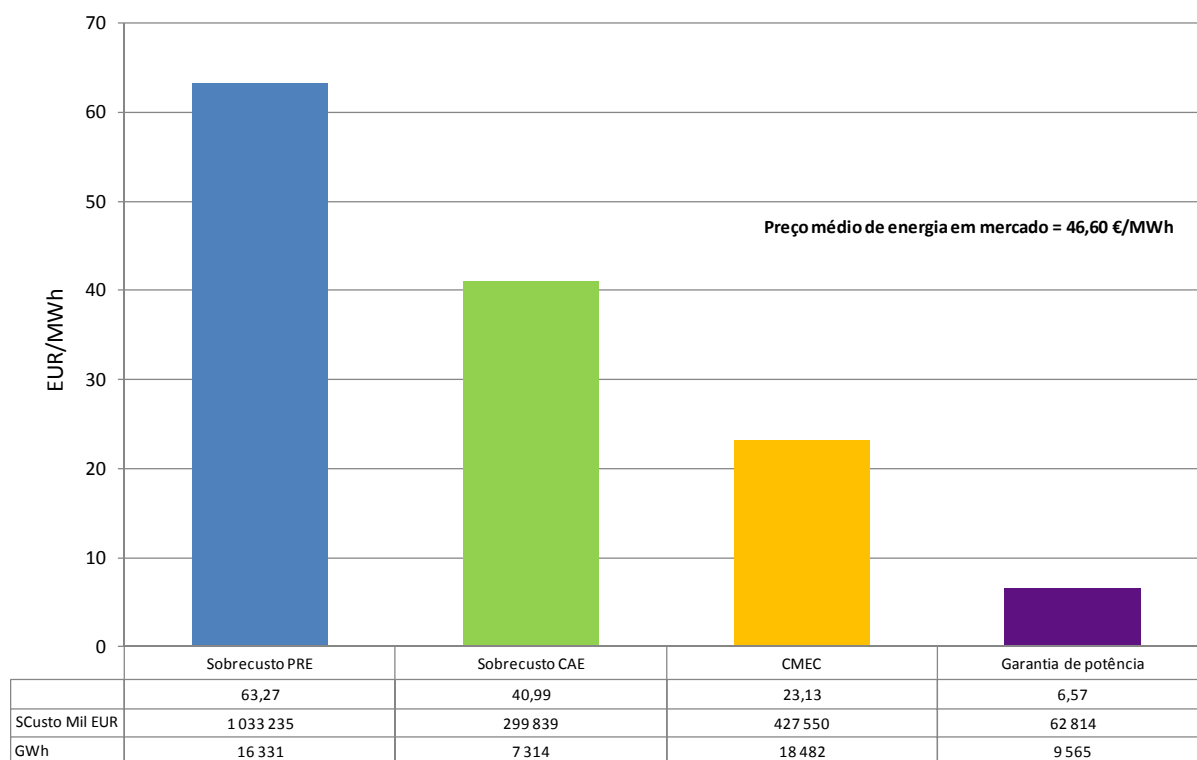
Os custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG) condicionam, em grande parte, a evolução das tarifas de energia eléctrica. Estes custos são incluídos nas tarifas de Acesso às Redes pagas por todos os clientes de energia eléctrica e em 2011 atingem 1,9 mil milhões de euros. O Quadro 0-9 apresenta a evolução dos custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG) e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas de energia eléctrica.

Quadro 0-9 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2011

	Unidade: 10 ⁶ EUR		
	2010	2011	Variação 2011/2010
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	1 826 309	2 405 962	31,7%
Sobrecusto da PRE	805 123	1 214 040	50,8%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	305 026	427 550	40,2%
Sobrecusto dos CAE	248 060	299 839	20,9%
Rendas de concessão da distribuição em BT	239 102	240 740	0,7%
Sobrecusto da RAA e da RAM	133 608	69 240	-48,2%
Rendas dos défices tarifários de BT (2006) e BTN (2007)	20 026	19 769	-1,3%
Sobrecusto das RAA e da RAM referente a 2006 e 2007	19 693	19 441	-1,3%
Planos de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA)	18 221	6 451	-64,6%
Terrenos das centrais	13 406	24 205	80,6%
Custos com a garantia de potência		62 814	
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	11 500	11 500	0,0%
ERSE	6 358	6 399	0,6%
Gestão das faixas de combustível	4 600	3 567	-22,5%
OMIP e OMIClear	1 093	0	-100,0%
Autoridade da Concorrência	368	409	11,1%
Tarifa social	124		
Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	-668 186	-365 492	-45,3%
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	154 028	140 881	
Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia eléctrica	116 992	104 830	
Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	37 036	36 051	
Medidas de sustentabilidade de mercados	-822 214	-445 870	
Diferencial extinção TVCF		-2 467	
Sobreproveito		-53 729	
Tarifa social		-4 308	
Reposição gradual da reclassificação da cogeração FER		-180 806	
Renováveis fora do âmbito do DL 90/2006		-180 806	
Total	1 158 123	1 859 664	60,6%

Na Figura 0-1 apresenta-se os custos de CIEG associados à produção em regime especial (PRE), aos CAE não cessados das centrais da Tejo Energia e da Turbogás, aos custos de manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) e ao incentivo ao investimento em capacidade de produção previsto nos serviços de garantia de potência introduzidos pela Portaria n.º 765/2010 de 20 de Agosto, por unidade prevista produzir em 2011 pelas respectivas instalações beneficiárias destes custos. Deste modo, os CIEG abrangem todas as instalações de produção de energia eléctrica em Portugal continental.

Figura 0-1 – Custos de CIEG associados à produção de energia eléctrica por unidade produzida



A estes custos deverão ser somados o preço de energia eléctrica previsto para 2011 para se obter as receitas previstas para 2011 por unidade produzida por estas instalações.

CUSTOS DECORRENTES DE MEDIDAS DE SUSTENTABILIDADE, ESTABILIDADE E EQUIDADE TARIFÁRIA

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 2011 incluem o ajustamento definitivo referente ao ano de 2009 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 2010.

No cálculo dos montantes a afectar para efeitos de estabilidade tarifária, consideram-se custos com produção de energia: (i) as aquisições no mercado organizado pelo comercializador de último recurso (CUR), (ii) o sobrecusto com a aquisição de energia 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). Por surgir pela primeira vez nas tarifas de 2011, não há lugar a ajustamento na garantia de potência.

Em 2009, o preço médio de energia no mercado organizado situou-se nos 45€/MWh, acima dos 42,88€/MWh considerado no ajustamento provisório de 2009 em tarifas de 2010 o que gerou um desvio de cerca de 27,55 milhões de euros. O desvio da convergência para tarifas aditivas em 2009 foi de 34,87 milhões de euros.

Em 2010, a redução do preço médio de energia no mercado organizado de 50 €/MWh (valor considerado para tarifas 2010) para cerca de 39 €/MWh (valor em linha com as previsões do CUR), associada a um maior número de clientes que optaram pelo mercado liberalizado geraram um desvio de cerca de 383,28 milhões de euros.

Assim, o montante de desvios dos custos de energia eléctrica do CUR, referentes aos anos de 2009 e 2010 ascende a 446 milhões de euros a recuperar pelos clientes.

Os ajustamentos relativos ao sobrecusto CAE, aos CMEC e o diferencial de correcção de hidraulicidade totalizam 442 milhões de euros a pagar pelos clientes.

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 4 milhões de euros, valor a recuperar pelos clientes.

Adicionalmente, ao valor dos ajustamentos anteriores é preciso acrescentar os valores associados ao sobrecusto da PRE, que totalizam 228 milhões de euros e dividem-se da seguinte forma:

- Os ajustamentos de anos anteriores no total de 63 milhões de euros:
 - Os agravamentos de ajustamentos de anos anteriores em 187 milhões de euros.
 - Efeito do diferimento do valor dos ajustamentos reais e provisórios de 2009 e 2010 relativos à reclassificação da Cogeração^{FER1}, acrescido dos respectivos encargos financeiros, que totaliza cerca de 124 milhões de euros a recuperar em 2012 e 2013.
- O agravamento do sobrecusto da PRE em cerca de 166 milhões de euros:
 - Agravamento do sobrecusto em cerca de 222 milhões de euros.

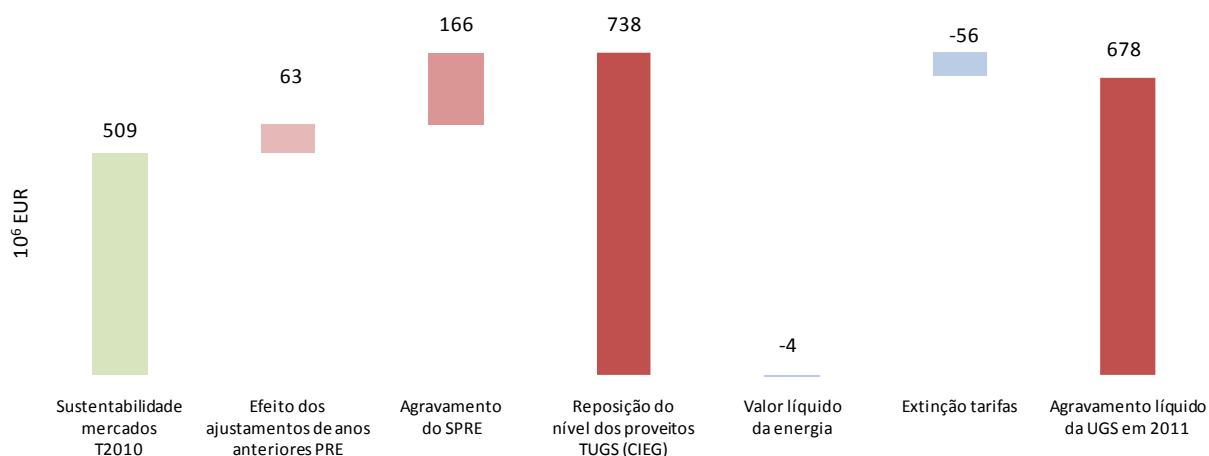
¹ A reclassificação da cogeração^{FER}, é apresentada no ponto 3.3.4 e desenvolvida em pormenor no ponto 6.6.1 do documento "Proveitos permitidos das empresas reguladas do sector eléctrico em 2011".

- Efeito do diferimento do valor do sobrecusto de 2011 relativo à reclassificação da Cogeração^{FER}, acrescido dos respectivos encargos financeiros, que totaliza cerca de 57 milhões de euros a recuperar em 2012 e 2013.

Por último, é preciso ter em conta os efeitos das alterações regulamentares já mencionadas, nomeadamente, o efeito do processo de extinção de tarifas para níveis de tensão de MAT, AT, MT e BTE. O valor total deste efeito ascende a -56 milhões de euros, repartido da seguinte forma:

- Diferencial entre proveitos permitidos e proveitos a recuperar pela actividade de Comercialização no valor de -2,5 milhões de euros.
- Sobreproveito pela aplicação das tarifas transitórias no valor de -53,7 milhões de euros.

Figura 0-2 - Reposição do nível de proveitos a recuperar com a tarifa UGS (CIEG)



Nota: ^[1] O montante de 509 milhões de euros resulta da diferença entre os desvios de energia do CUR (+822 milhões de euros) e os ajustamentos dos CAE e dos CMEC (-313 milhões de euros), conforme apresentado na Figura 3-12 do documento "Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2010".

^[2] 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.

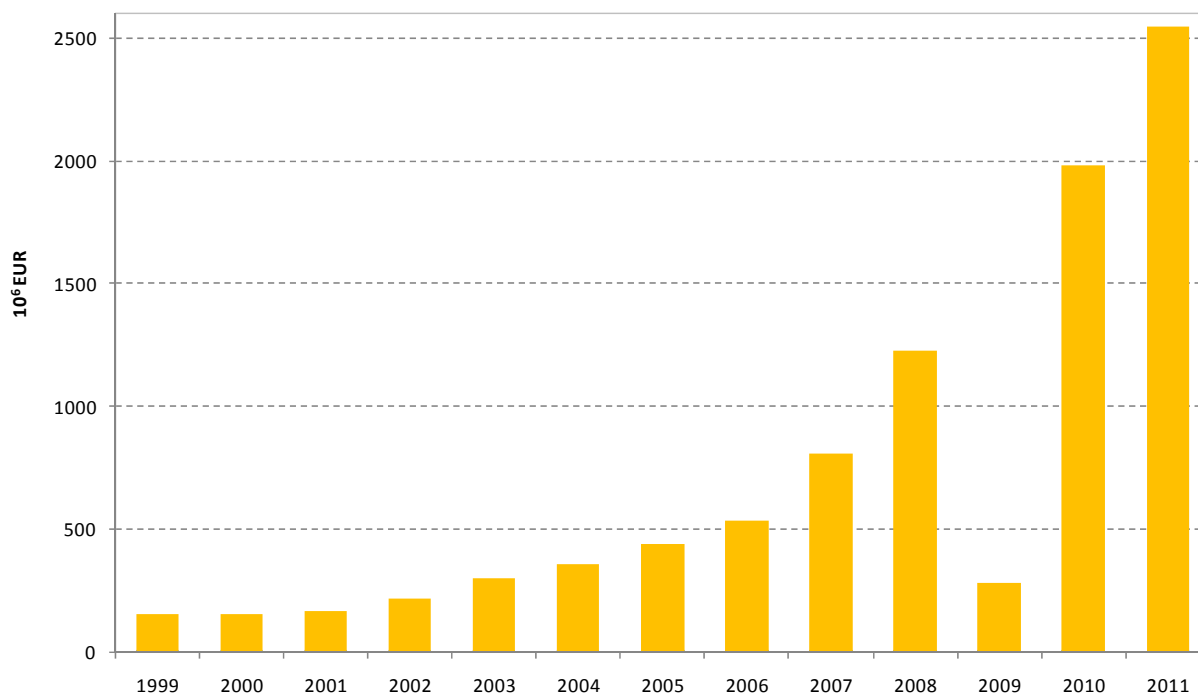
Da análise da figura verifica-se que a reposição do nível a recuperar com a tarifa UGS atinge os 678 milhões de euros.

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

O total de custos de política energética incluídos nas tarifas de 2011 é de cerca de 2,5 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 0-3 - Evolução dos custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas desde 1999



Pela análise da figura anterior pode verificar-se o acréscimo dos custos de interesse económico geral para 2011. De salientar o ano de 2009 pelo efeito conjugado dos 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

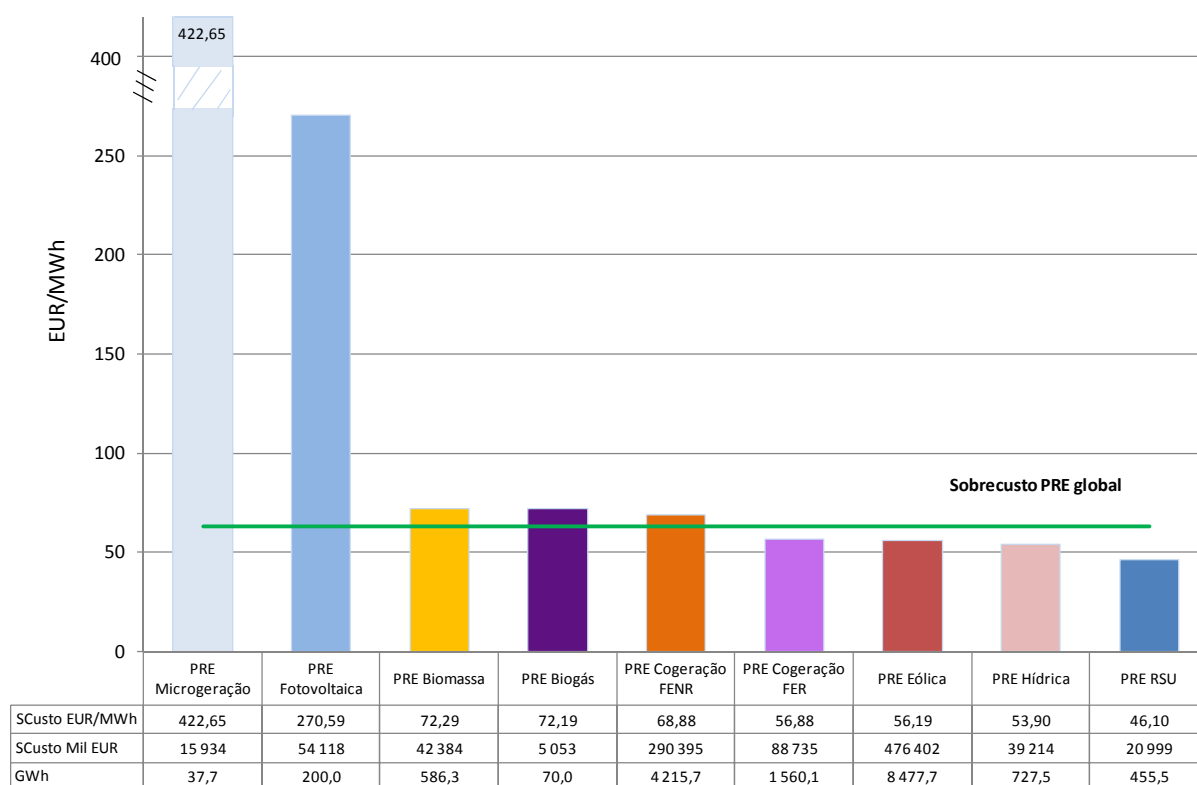
As metas e as políticas do Governo para a produção descentralizada de energia eléctrica, em particular a partir de fontes de energia renovável, têm conduzido a um forte crescimento da produção em regime especial (PRE) nos últimos anos.

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.

Ilustra-se na figura seguinte os sobrecustos unitários de cada tecnologia de PRE, os quais incorporam os ajustamentos efectuados em 2011, relativos aos anos de 2009 e 2010, deduzidos da correcção a fazer nos valores de 2009 e 2010 da cogeração^{FER}.

Figura 0-4 – Sobrecusto PRE por unidade produzida



0.3.4.2 CUSTOS PARA A MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL

O valor dos CMEC considerado nas Tarifas de 2011 ascende a 427,6 milhões de euros e é composto pelas seguintes parcelas:

- Parcela fixa no montante de 83 milhões de euros que inclui a renda anual de 81,2 milhões de euros, calculada à taxa de 7,55%² e o remanescente do ajustamento de facturação da parcela fixa de 2009 no montante de 1,9 milhões de euros;
- Parcela de acerto que recupera o remanescente da revisibilidade de 2009 acrescida de juros, no montante de 249,5 milhões de euros e o remanescente do ajustamento de facturação da parcela de acerto de 2009 no montante de 2,2 milhões de euros
- Parcela de alisamento no total de 72,2 milhões de euros relativa aos valores previstos das seguintes parcelas: (i) desvios de facturação em 2010 no montante de -3,7 milhões de euros, (ii) revisibilidade de 2010 no montante de 83,9 milhões de euros e (iii) correcção de hidraulicidade de 2010 no montante de -8 milhões de euros;
- Remanescente da correcção de hidraulicidade de 2009, no montante de 20,4 milhões de euros.

Os valores da parcela fixa e da parcela de acerto, no montante de 334,9 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.

0.3.4.3 DIFERENCIAL DE CUSTO DO AGENTE COMERCIAL

Prevê-se que o valor do sobrecusto para 2011, de 202 299 mil euros, seja menor do que o verificado em 2009, 214 734 mil euros. Esta previsão decorre de se prever que as condições de mercado, em especial em termos de preço de mercado, seja mais favoráveis em 2011, do que as verificadas em 2009.

0.3.4.4 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

A convergência tarifária das Regiões Autónomas com o Continente, em 2011, 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.

² Portaria n.º 611/2007, de 20 de Julho.

Quadro 0-10 - Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 2011Unidade: 10³ EUR

	RAA	RAM	Total
Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS	43 114	26 126	69 240
Custos associados à convergência tarifária a incorporar nas TVCF da RAA e da RAM	6 083	5 973	12 056

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 2011.

Quadro 0-11 - Amortização e juros da dívida tarifária

Unidade: 10³ EUR

	Saldo em dívida em 2010	Juros 2011	Amortização 2011	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2011	Saldo em dívida em 2011
	(1)	(2)	(3)	(4) = (2)+(3)	(5) = (1)-(3)
EDA (BCP e CGD)	83 126	1 053	11 431	12 485	71 695
Convergência tarifária de 2006	29 308	371	4 030	4 402	25 278
Convergência tarifária de 2007	53 818	682	7 401	8 083	46 417
EEM (BCP e CGD)	46 316	587	6 369	6 956	39 947
Convergência tarifária de 2006	10 715	136	1 473	1 609	9 241
Convergência tarifária de 2007	35 602	451	4 896	5 347	30 706
EDP Serviço Universal	1 762 463	45 258	115 393	160 650	1 647 071
BCP e CGD	131 628	1 668	18 101	19 769	113 526
Défice de BT de 2006	95 414	1 209	13 121	14 330	82 293
Continente	91 693	1 162	12 609	13 771	79 083
Regiões Autónomas	3 721	47	512	559	3 209
Défice de BTn de 2007	36 214	459	4 980	5 439	31 234
Continente	34 800	441	4 786	5 227	30 014
Regiões Autónomas	1 414	18	194	212	1 220
Tagus, SA	1 630 835	44 310	97 291	141 601	1 533 544
Desvíos de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	1 207 339	32 803	72 027	104 830	1 135 312
Sobrecusto da PRE 2009	423 496	11 506	25 265	36 771	398 232
Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008	0	-720	0	-720	0
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009	0	-720	0	-720	0
Total	1 891 906	46 898	133 193	180 091	1 758 712

0.3.6 PROCURA DE ENERGIA ELÉCTRICA

As previsões de crescimento da procura de energia eléctrica adoptadas pela ERSE para 2011 tiveram por base a informação enviada pelas empresas reguladas e a evolução do consumo dos primeiros 9 meses do corrente ano.

O consumo referido à emissão considerado pela ERSE para o ano de 2011 no valor de 53 324 GWh reflecte um acréscimo face ao valor real de 2009 de 3,4%, ao ano, evidenciando a retoma do consumo face ao ano de 2009, que foi marcada por um comportamento fortemente recessivo desta variável. Esta taxa resulta de um crescimento no consumo estimado para 2010 de cerca de 4% e de um crescimento previsional para 2011 de cerca de 2%.

No que respeita ao fornecimento de energia eléctrica para 2011, prevê-se um acréscimo médio anual para Portugal continental de 3,1 % face a 2009, esta previsão está em linha com as previsões das empresas reguladas, reflectindo o crescimento ocorrido no 1.º semestre de 2010.

Relativamente à Região Autónoma dos Açores, tem-se verificado um crescimento da procura desde 2004. A taxa média anual de crescimento do consumo referido à emissão prevista para 2011 é de 2,9%, inferior à média verificada no período 2002 a 2009 em 1,8 pontos percentuais.

Relativamente à Região Autónoma da Madeira, a taxa média anual de crescimento do consumo referido à emissão prevista para 2011 é de 0,7%, valor inferior à verificada no período 2002 a 2009, evidenciando um desaceleramento da procura da energia eléctrica em virtude do contexto económico actual.

No quadro seguinte apresentam-se os valores globais dos consumos considerados no cálculo das tarifas em 2011, bem como os valores verificados em 2009.

Quadro 0-12 - Indicadores energéticos

	Unidade: GWh		
	2009 Real	Tarifas 2011	Δ anual 2011-2009 %
Consumo referido à emissão - Portugal Continental	49 869	53 324	3,4%
Consumo referido aos pontos de entrega - Portugal Continental			
Mercado regulado	37 626	24 972	
Mercado liberalizado	8 520	24 037	
Mercado regulado + Mercado liberalizado	46 146	49 009	3,1%
Consumo referido à emissão - Região Autónoma dos Açores	811	859	2,9%
Consumo referido aos pontos de entrega - Região Autónoma dos Açores			
Mercado regulado	755	799	2,9%
Consumo referido à emissão - Região Autónoma da Madeira	961	973	0,7%
Consumo referido aos pontos de entrega - Região Autónoma da Madeira			
Mercado regulado	877	889	0,7%

0.3.7 PROVEITOS PERMITIDOS POR ACTIVIDADE EM 2011

O Quadro 0-13 sintetiza os proveitos permitidos em 2011, por actividade, em Portugal continental.

Quadro 0-13 – Proveitos permitidos em Portugal continental, em 2011

Unidade: 10⁶ EUR

Tarifas 2011	Proveitos permitidos por actividade (1)	Custos transferidos entre actividades (2)	Proveitos a proporcionar em 2011, previstos em 2010 (c/ ajustamento) (3) = (1) + (2)	Sustentabilidade e coexistência de mercados (4)	Tarifas 2011 (5) = (3) - (4)
REN Trading	299 839		0	0	0
Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial (CVEEAC)	299 839	-299 839 (GGS)	0		0
REN	544 682		844 521	0	844 521
Gestão Global do Sistema (GGS)	255 502	299 839 (CVEEAC)	555 341		555 341
Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	289 180		289 180		289 180
EDP Distribuição	3 653 589	-844 521	2 809 068	502 065	2 307 003
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	1 225 614		1 225 614		1 225 614
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT)	2 427 974	-844 521 (GGS + TEE)	1 583 454	502 065	1 081 389
Tarifa Social					-4 308
EDP Serviço Universal (CUR)	4 185 845	-3 213 080	972 765	-502 065	1 474 831
Compra e Venda de Energia Eléctrica	1 920 013	-1 033 235	886 778	-445 870	1 332 648
Sobrecusto da PRE	1 033 235	-1 033 235 (Sobrecusto da PRE na CVAT)	0		0
Compra e Venda de Energia Eléctrica (CVEE)	886 778		886 778	-445 870	1 332 648
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	2 179 845	-2 179 845 (DEE + CVAT)	0		0
Comercialização (C)	85 987		85 987	-2 467	88 454
Sobreprovento pela aplicação da tarifa transitória				-53 729	53 729
			4 626 354	0	4 622 046

O Quadro 0-14 sintetiza os proveitos permitidos em 2011, por actividade, nas Regiões Autónomas.

Quadro 0-14 – Proveitos permitidos nas Regiões Autónomas, em 2011

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos permitidos por actividade (1)	Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas incorporado na Tarifa UGS (2)	Tarifas 2011 (3) = (1) - (2)
EDA	154 233	43 114	111 120
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	112 814	29 975	82 839
Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	36 858	10 966	25 892
Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	4 562	2 173	2 389
EEM	153 719	26 126	127 593
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	106 674	14 406	92 268
Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	42 269	9 742	32 527
Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	4 776	1 978	2 798
Total nas Regiões Autónomas	307 952	69 240	238 713

1 INTRODUÇÃO

De acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário foi submetida, em Outubro de 2010, 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 2011”. 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 2011 no Continente e nas Regiões Autónomas.

As tarifas para 2011 são determinadas tendo em consideração o disposto no Regulamento Tarifário aprovado pelo Despacho n.º 27599/2009, de 24 de Dezembro. As tarifas consideram ainda as alterações ao Regulamento Tarifário submetida a parecer ao Conselho Tarifário.

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 2011, têm em consideração os valores dos custos e investimentos verificados em 2009, previstos para 2010 e estimados para 2011, enviados pelas seguintes empresas reguladas do Continente e das Regiões Autónomas:

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

Os preços dos serviços regulados têm em consideração os valores actualmente em vigor e os valores propostos pelas empresas para 2011.

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 2011. 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 2011.

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 2011.

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

2 ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO E SECTORIAL

2.1 ECONOMIA MUNDIAL

O ano de 2009 foi caracterizado por uma profunda recessão a nível mundial (-0,6%)³, sendo inclusive considerada como a mais profunda crise do período pós Segunda Guerra 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. O ano de 2008 caracterizou-se por ser um ano de abrandamento da actividade económica mundial, apenas contrariado pelo andamento das economias dos países em vias de desenvolvimento e dos países emergentes. Em 2009, as intervenções dos governos de vários países e de bancos centrais foram no sentido de tentar contrariar a quebra na actividade económica, num contexto de acesso restrito ao crédito e de um clima de confiança reduzida por parte dos agentes económicos.

As previsões intercalares da Comissão Europeia (CE)⁴ para a evolução do PIB no decorrer do ano de 2010 revêem em alta o crescimento da actividade económica da UE e dos países da zona do Euro face às previsões da primavera, consequência de um aceleração da actividade económica na primeira metade do ano sustentada pelo aumento das exportações. Na segunda metade do ano, a CE defende um abrandamento da economia global, o que por sua vez se reflectirá na economia europeia. Segundo o Fundo Monetário Internacional (FMI), os Estados Unidos da América, a Área do Euro, o Japão e o Reino Unido apresentarão crescimentos positivos da sua actividade económica já em 2010, depois do período de recessão económica vivida durante o ano de 2009. Para 2011, o FMI defende um abrandamento do crescimento económico mundial face ao estimado para 2010 (+4,8% para 2010 e 4,2% para 2011.)

2.2 ECONOMIA PORTUGUESA

A economia portuguesa registou em 2009, à semelhança do ano anterior e do enquadramento internacional desfavorável, uma contracção da sua actividade económica, justificado pela contribuição negativa da procura interna para o crescimento do PIB. Os efeitos descritos anteriormente a nível mundial afectaram a economia portuguesa, dado ser uma pequena economia integrada do ponto de vista económico e financeiro. Segundo o Banco de Portugal, a economia portuguesa contraiu 2,6% face ao ano anterior.

³ *World Economic Outlook*, Outubro 2010, FMI

⁴ Previsões intercalares, Comissão Europeia, Setembro 2010.

De acordo com os organismos mencionados no Quadro 2-1, o ano de 2010 representa um ano de retoma económica uma vez que todos os organismos são unânimes ao preverem um crescimento no PIB. Para 2011, a previsão mais recente advém do Banco de Portugal que defende uma estagnação da economia (variação de 0% no PIB, entre 2010 e 2011). Segundo este organismo, das rubricas que compõem o PIB, as que apresentarão uma evolução negativa serão o consumo privado, o consumo público e a formação bruta de capital fixo justificando uma contracção da procura interna, em resultado do processo de consolidação orçamental.

A inflação medida tanto através do deflator do PIB, como do deflator do Consumo Privado como do índice Harmonizado de Preços no Consumidor (IHPC) apresenta uma tendência crescente entre 2009 e 2011. Para a evolução no IHPC de 2011 contribuirá, essencialmente, o aumento dos preços da componente não energética do IHPC e a alteração da taxa do IVA ocorrida em Julho de 2010.

Quadro 2-1 – Principais indicadores económicos

	2009	2010				2011				
	B. Portugal	MFAP	Comissão Europeia	OCDE	B. Portugal	MFAP	Comissão Europeia	OCDE	B. Portugal	
PIB (crescimento real %)	-2,6	0,7	0,5	1,0	1,2	0,9	0,7	0,8	0,0	
Consumo Privado	-1,0	1,0	1,0	1,5	1,8	0,8	0,0	0,1	-0,8	
Formação bruta de capital fixo	-11,9	-0,8	-4,2	-5,4	-4,2	1,0	-0,6	1,1	-3,2	
Consumo público	2,9	-0,9	-0,3	-0,9	1,5	-1,3	-0,2	-1,0	-1,0	
Exportações	-11,8	3,5	3,8	5,3	7,9	4,1	4,4	5,3	4,5	
Importações	-10,9	1,7	1,1	1,9	4,2	1,9	1,5	2,3	0,4	
Deflator do PIB (em %)	-	0,8	1,1	0,7	-	2,0	1,6	1,2	-	
Deflator do Consumo Privado (em %)	-	1,0	-	1,3	-	1,9	-	1,4	-	
IHPC (em %)	-0,9	0,8	1,0	0,9	1,4	1,9	1,4	1,1	1,8	

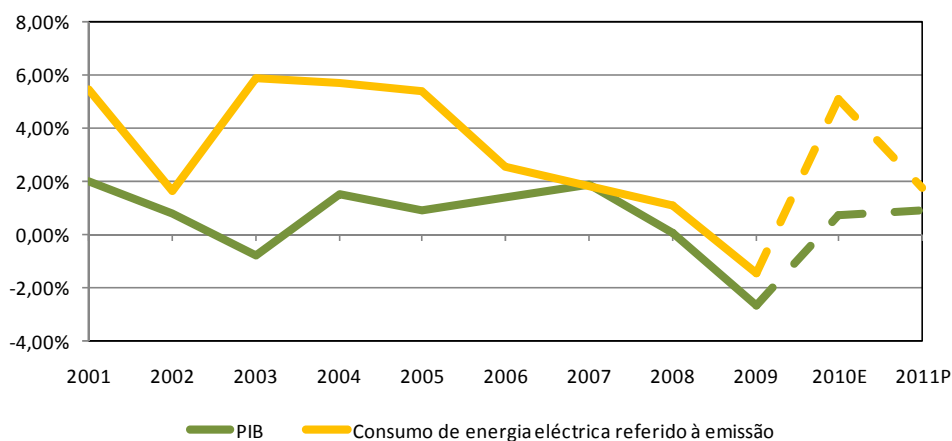
Fonte: Banco de Portugal – Boletim de Outono – 2010, MFAP – Programa de Estabilidade e Crescimento 2010-2013, Março 2010, Comissão Europeia - “*European Economy*” - Previsões de Primavera 2010, Maio 2010; OCDE - “*Economic Outlook*”, n.º 87 - Junho de 2010”.

2.3 ENQUADRAMENTO SECTORIAL

Após o ano de 2008 ser considerado como um ano de choque petrolífero, o ano de 2009 caracterizou-se como um ano de fraca pressão inflacionista devido essencialmente à evolução do preço do petróleo e de outras matérias-primas. O desaceleramento da actividade económica a nível mundial, inclusive dos países emergentes, conduziu a uma quebra da procura de petróleo, não exercendo deste modo pressões para o aumento do seu preço. Ao longo de 2009, o preço do petróleo alterou a sua tendência decrescente, tendo-se mantido à volta de 80 USB/bbl desde então.

Na Figura 2-1 apresenta-se 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 emissão⁵, entre 2001 e 2011.

Figura 2-1 – Taxas de variação

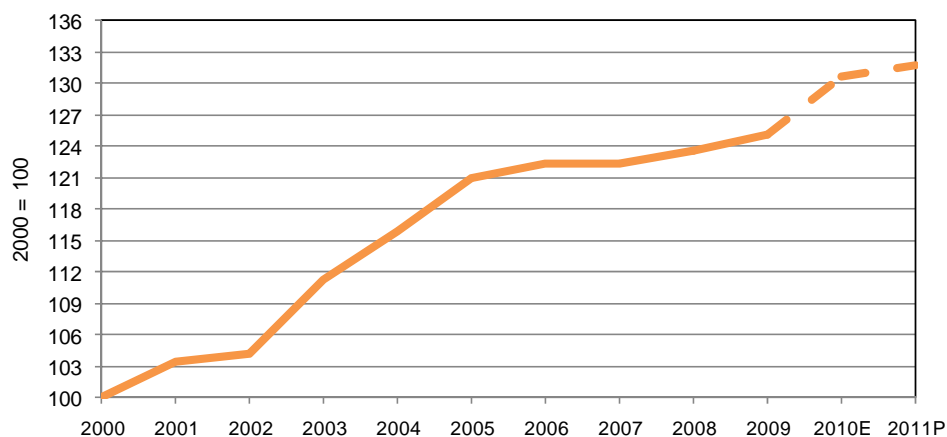


Fonte: INE; ERSE, REN, MFAP

O andamento das taxas de variação dos dois indicadores é coincidente, aproximando-se fortemente a partir do ano de 2007. Para 2011, estima-se que o diferencial entre as duas taxas diminua, depois da diferença prevista entre os dois indicadores para o ano de 2010.

A intensidade energética é um indicador que permite estabelecer a comparação entre o andamento da economia e o andamento do consumo de energia eléctrica. A Figura 2-2 apresenta a evolução da intensidade energética para Portugal continental entre 2000 e 2011, calculada tendo por base o consumo de energia eléctrica referido à emissão e o produto interno bruto, a preços constantes de 2000.

⁵ A série do consumo referido à emissão 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, MFAP

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

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

No documento “Ajustamentos referentes a 2009 e 2010 a repercutir nas tarifas de 2011” analisa-se o ano de 2009 para todas as actividades e o ano de 2010 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 2011.

Relativamente a 2009, 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 2009. 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 2010, 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 2011” definem-se os principais pressupostos utilizados no cálculo dos proveitos permitidos para 2011 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 posteriori.	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; g) Custos com mecanismo de garantia de potência		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. Custos pass through: 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

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 - $OT^{11} + 400$ 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) Diferencial positivo ou negativo na actividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT e BTE. g) Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória.			Tarifa de Uso Global do Sistema do ORD
		Custos de transporte: <i>Pass through</i> de custos	Custos com o pagamento da factura de URT ao ORT.			Tarifa de Uso da Rede de Transporte do ORD
EDP SU, SA Comercializador de último recurso (CUR)	Compra e Venda de Energia Eléctrica	Custos aceites 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 desfaseamento 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 - $OT^{11} + 400$ 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.				Tarifa de Venda a Clientes Finais

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. 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 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. 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 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 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.

PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS COM IMPACTE NO CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

Durante o ano de 2010 foi emitida legislação com impacte no cálculo dos proveitos permitidos das empresas reguladas e conseqüentemente no cálculo das tarifas de electricidade para o ano 2011 e seguintes, designadamente:

1. Portaria n.º 542/2010, de 21 de Julho – Alteração da taxa de remuneração dos terrenos situados no domínio hídrico que se mantêm na posse da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT), bem como dos terrenos situados fora desse domínio arrendados pelos titulares de licenças de produção associados aos centros electroprodutores hidroeléctricos.
2. Portaria n.º 592/2010, de 29 de Julho – Estabelece as condições aplicáveis ao serviço de interruptibilidade, a prestar por um consumidor de electricidade ao operador da rede de transporte, bem como o regime retributivo do referido serviço e as penalizações associadas e eventuais incumprimentos, no sentido de harmonizar as condições de interruptibilidade no mercado ibérico.
3. Portaria n.º 765/2010, de 20 de Agosto – Estabelece o regime dos serviços de garantia de potência que os centros electroprodutores em regime ordinário podem prestar ao Sistema Eléctrico Nacional.
4. Despacho n.º 14 430/2010, de 15 de Setembro – Regulamentação e fixação dos parâmetros a vigorar no período 2009-2011 do Mecanismo de valorização dos novos investimentos da RNT a custos de referência.
5. Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de Setembro – Estabelece o procedimento aplicável à extinção das tarifas reguladas de venda de electricidade a clientes finais com consumos em muita alta tensão (MAT), alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão especial (BTE).
6. Decreto-Lei n.º 110/2010, de 14 de Outubro - Determina a extinção do mecanismo da conta de hidraulicidade, estabelece as regras transitórias a adoptar até à extinção do mesmo e revoga o Decreto-lei n.º 338/91, de 10 de Setembro.
7. Decreto-Lei aprovado em Conselho de Ministros de 14 de Outubro, que tem como objecto a criação de tarifas sociais de acesso às redes e de fornecimento de energia eléctrica e a definição do regime jurídico para a sua aplicação.
8. Despacho n.º 17 041/2010, de 11 de Novembro – Estabelece a cessação do modelo de sustentação económica do OMIP e da OMIClear, com a efectiva implementação do OMI, a decorrer até 31 de Dezembro de 2010, passando as referidas sociedades a autofinanciar-se.

TAXA DE REMUNERAÇÃO DOS TERRENOS DE DOMÍNIO PÚBLICO HÍDRICO

A Portaria n.º 542/2010, de 21 de Julho procedeu à revisão da taxa aplicável ao cálculo da remuneração das rendas dos terrenos situados no domínio público hídrico mantidos na posse da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT) revogando a Portaria n.º 481/2007, de 19 de Abril.

Assim, a taxa de remuneração dos terrenos de domínio público hídrico deixou de estar indexada à taxa de variação dos últimos 12 meses do Índice de Preços no Consumidor, publicada pelo INE relativamente ao mês de Setembro do ano anterior ao de amortização legal dos terrenos em causa e passou a ser calculada com base na taxa *swap* interbancária de prazo mais próximo ao horizonte de amortização legal dos terrenos em causa, verificada no primeiro dia do mês de Janeiro, divulgada pela Reuters à hora de fecho de Londres, acrescida de meio ponto percentual. A referida Portaria produz efeitos a partir de 1 de Janeiro de 2011.

Esta alteração implicou um agravamento dos proveitos em 8 949 milhares de euros relativamente à Portaria que se encontrava em vigor.

O Quadro 3-4 apresenta a evolução da remuneração dos terrenos situados no domínio hídrico que se mantém na posse da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT).

Quadro 3-4 – Remuneração dos terrenos situados no domínio hídrico

Unidade: 10³ EUR

	1999 a 2003	2004	2005	2006	2007			2008	2009	2010	2011	
					1.º sem	2.º sem	Ano				IPC	SWAP
Parcela associada aos terrenos de domínio público hídrico												
Remuneração dos terrenos		24 076	19 848	16 611	8 897	5 712	14 609	8 659	10 054	-1 331	1 596	10 545
Taxa de remuneração	6,5%	5,5%	4,8%	4,3%	0,0%	0,0%	3,9%	2,4%	2,9%	-0,4%	0,5%	3,3%
		SWAP	SWAP	SWAP	SWAP	IPC _{set}		IPC _{set}	IPC _{set}	IPC _{set}	IPC _{set}	SWAP

Notas:

De 1999 até ao 1.º semestre de 2007 aplicou-se a Portaria 96/2004, de 23 de Janeiro.

Do 2.º semestre de 2007 até 2010 aplicou-se a Portaria 481/2007, de 19 de Abril.

INTERRUPTIBILIDADE

A Portaria n.º 592/2010, de 29 de Julho estabelece as condições aplicáveis ao serviço de interruptibilidade, a prestar por um consumidor de electricidade ao operador da rede de transporte, bem como o regime retributivo do referido serviço e as penalizações associadas a eventuais incumprimentos, no sentido de harmonizar as condições de interruptibilidade no mercado ibérico.

O serviço de interruptibilidade é gerido pelo operador da rede de transporte em todas as suas vertentes: administrativa, técnica e operacional.

O serviço de interruptibilidade passa a aplicar-se a todos os consumidores de electricidade em MAT, AT, e MT que contratem a sua energia directamente no mercado organizado, através de contratação bilateral ou através de comercializadores não regulados.

Os contratos de prestação de serviços de interruptibilidade existentes à data da entrada em vigor da portaria cessam a sua vigência a 24 de Julho de 2011. Estes consumidores se pretenderem continuar a prestar o serviço de interruptibilidade não se podem manter no comercializador de último recurso e têm que aderir a novo contrato de prestação de serviços de interruptibilidade a celebrar com o ORT.

Em 2009, verificou-se uma quebra nos custos com este serviço motivado pela saída de clientes para o mercado e por esse facto não podiam prestar este serviço. Para 2011 prevê-se uma retoma destes custos para níveis históricos uma vez que volta a abranger todos os consumidores.

MECANISMO DA CORRECÇÃO DE HIDRAULICIDADE

A conta de correcção de hidraulicidade é o mecanismo de compensação que permite compatibilizar a irregularidade dos regimes hidrológicos (associados à pluviosidade) interanual dos custos de produção com a política de relativa estabilidade tarifária que se repercute nos consumidores.

O Decreto-Lei n.º 110/2010, de 14 de Outubro, determina a extinção do mecanismo da conta de hidraulicidade e que estabelece as regras transitórias a adoptar até à extinção do mesmo e revoga o Decreto-lei n.º 338/91, de 10 de Setembro.

Esta alteração decorreu do estabelecimento de regras comuns para o mercado interno e a construção do MIBEL que obrigaram à alteração, de forma substancial, da relação comercial entre a entidade concessionária da RNT e os operadores que operavam no sistema eléctrico público impondo a transição para um novo modelo concorrencial.

Num contexto de liberalização do mercado de produção de energia eléctrica, torna-se necessária a adequação do regime da conta de correcção de hidraulicidade a esta nova realidade, em que o risco associado às condições hidrológicas deve ser assumido pelos centros electroprodutores.

Este diploma procura criar as condições para a extinção do mecanismo da conta de correcção de hidraulicidade através da manutenção transitória de um mecanismo de correcção de hidraulicidade que assegure a sua sustentabilidade até 31 de Dezembro de 2016.

De seguida apresentam-se as principais alterações introduzidas pelo novo Decreto-Lei.

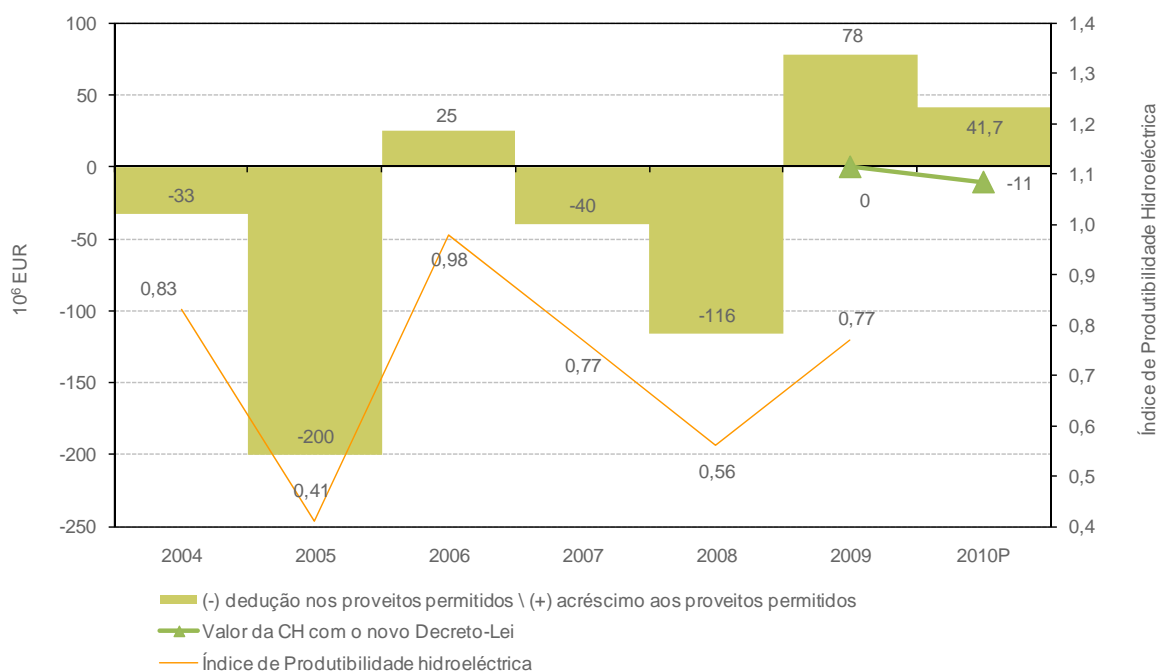
Quadro 3-5 – Principais alterações introduzidas pelo novo Decreto-Lei

	Decreto-Lei n.º338/91	Novo Decreto-Lei
Diferencial de Correção de Hidraulicidade	custo variável produção – custo variável referência	custo variável produção – custo variável referência +/- valorização reservas água
O valor anual da correção de hidraulicidade	(i) Diferencial de Correção de Hidraulicidade (ii) Encargos ou proveitos financeiros (iii) parcela correspondente ao montante necessário para tornar o saldo a 10 anos igual a um adequado nível de referência	(i) Diferencial de Correção de Hidraulicidade (ii) Encargos ou proveitos financeiros
Encargos financeiros	Calculados à taxa equivalente ao encargo médio, durante o exercício, da dívida da entidade concessionária da RNT	Calculados à taxa a estabelecer pela ERSE no Regulamento Tarifário
Nível de referência do saldo da conta do FCH	Estabelecido através de Despacho do Ministro da Indústria e Energia	Fixado no diploma e corresponde ao saldo líquido da conta a 31/12/2009, o qual será reduzido anualmente em 1/7 do valor em saldo, de forma a ser zero em 2016.
Movimentação do fundo	A conta de correção de hidraulicidade é afecta às contas da EDP – Energias de Portugal. O diferencial entre o custo económico de produção de energia eléctrica e o custo económico de referência era afectado às contas da REN. A EDP pagava mensalmente à REN os diferenciais positivos e recebia da REN os diferenciais negativos. Estes pagamentos e recebimentos eram efectuados por contrapartida do saldo da conta de correção de hidraulicidade.	A conta de correção de hidraulicidade é afecta às contas da EDP – Energias de Portugal. Os diferenciais positivos devem ser entregues pela EDP à concessionária da RND e os diferenciais negativos devem ser entregues por esta à EDP. Estes movimentos devem ser feitos por contrapartida da conta de correção de hidraulicidade.
Montante da Correção de Hidraulicidade em T2011	(+)130 M€ que resulta do diferencial de 2009 (+)78,4 M€ corrigido do proveito considerado em termos provisórios em T2010 (+)20,4 M€ adicionado dos 9/12 do valor previsto para 2010 (+) 41,7 €.	(+)12 M€ que resulta do montante anual de 2009 0M€ corrigido do proveito considerado em termos provisórios em T2010 (+) 20,4 M€ adicionado dos 9/12 montante anual (-)75 M€/7=(-)10,7 €.

Conforme se constata, a grande alteração introduzida foi a extinção a médio prazo do fundo e pela definição de um saldo máximo de referência que deverá ser zero em 2016.

De seguida apresenta-se montante do diferencial da correção de hidraulicidade que tem sido considerado em tarifas desde 2004 e o impacte da alteração introduzida pelo novo Decreto-lei.

Figura 3-1 – Diferencial da Correção de Hidraulicidade



GARANTIA DE POTÊNCIA

A Portaria n.º 765/2010, de 20 de Agosto estabelece o regime dos serviços de garantia de potência que os centros electroprodutores em regime ordinário podem prestar ao Sistema Eléctrico Nacional, especificando os termos e condições da sua prestação, as entidades que podem participar na qualidade de prestadoras desses serviços e o respectivo regime de retribuição.

O disposto na Portaria prevê a atribuição de remuneração, a partir de 1 de Janeiro de 2011, pela prestação do serviço de disponibilidade de capacidade de produção aos centros electroprodutores em regime ordinário, susceptíveis de prestar serviços nas modalidades de serviço de disponibilidade e incentivo ao investimento, para efeitos de gestão técnica da Rede Nacional de Transporte de Electricidade.

Estabelece-se a atribuição, por um período de 10 anos, de um incentivo ao investimento aos centros electroprodutores que disponham de uma potência instalada igual ou superior a 50MW, que tenham entrado em funcionamento há menos de 10 anos e que não estejam sujeitos aos CMEC.

O incentivo ao investimento será fixado com base numa metodologia prevista na portaria, embora se estabeleça desde já que, o valor atribuído é de 20 000€/MW instalado.

Provisoriamente incluiu-se um custo no montante de 62 814 milhares de euros referente ao incentivo ao investimento.

O Quadro 3-6 apresenta os pressupostos utilizados no cálculo do valor.

**Quadro 3-6 – Custos com o mecanismo de garantia de potência
(incentivo ao investimento)**

	Data de entrada em exploração	Potência líquida máxima	Montante anual
	Ano	MW	10 ³ EUR
EDP			
Alqueva	2003	240,0	4 800
Ribatejo	2004	1 176,0	23 520
Lares	2009	862,7	17 254
Total			45 574
Endesa			
PEGO (CCGN) - I	2010	431,0	8 620
PEGO (CCGN) - II	2011	431,0	8 620
Total			17 240
Total		3 140,7	62 814

Nota: O valor foi calculado com um pressuposto de 20 000€/MW instalado.

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

Durante o ano de 2009 foi elaborado pela Deloitte o estudo “Custos de referência para novos investimentos na Rede Nacional de Transporte” com o objectivo de determinar os custos unitários de referência que serviram de base à determinação do Mecanismo de Valorização dos Novos Investimentos da Rede Nacional de Transporte de Electricidade a Custos de referência, publicado no Despacho 14 430/2010, de 15 de Setembro.

A aplicação do mecanismo é explicada no documento “Ajustamentos referentes a 2009 e 2010 a repercutir nas tarifas de 2011” em anexo.

De acordo com o artigo 13.º do Anexo I do referido Despacho o ORT deverá enviar um relatório de auditoria que valide as características físicas do investimento, o custo real e a valorização do investimento a custos de referência.

A auditoria aos valores de 2009 que iria decorrer durante os meses de Outubro e Novembro do corrente ano estendeu-se, uma vez que se verificou que a demonstração exaustiva da entrada em exploração das obras e as suas características físicas tornou o processo mais moroso. Não sendo possível a sua concretização em tempo útil, os custos com capital calculados com base em custos de referência considerados em ajustamentos de 2009 após auditoria poderão sofrer um ajustamento excepcional em Tarifas 2012.

A aplicação do mecanismo em 2009 implicou uma redução de proveitos na ordem dos 0,9 milhões de euros relativamente à previsão da REN.

DESCONTO POR APLICAÇÃO DA TARIFA SOCIAL

A tarifa social criada nos termos da legislação aplicável, aprovada em Conselho de Ministros de 14 de Outubro, é calculada mediante a aplicação de um desconto na tarifa de acesso às redes em baixa tensão normal aos clientes economicamente vulneráveis.

O valor do desconto é determinado pela ERSE, tendo em conta o limite máximo de variação da tarifa social a clientes finais dos comercializadores de último recurso, fixado anualmente através de despacho do membro responsável pela área de energia. Este limite máximo para 2011 foi fixado em 1%.

Segundo o mesmo diploma o financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social incide sobre todos os titulares dos centros electroprodutores em regime ordinário em Portugal continental, na proporção da potência instalada de cada centro electroprodutor.

Estes custos são devidos à entidade concessionária da RNT, enquanto operador do sistema, sendo permitida a compensação entre estes montantes e aqueles que resultem de incentivos tarifários aos centros electroprodutores nomeadamente os incentivos ao investimento no âmbito da Portaria n.º 765/2010.

A forma de cálculo dos montantes de proveitos obtidos com o financiamento dos custos com a tarifa social pelos centros electroprodutores, bem como a sua imputação nos operadores intervenientes na cadeia de valor do sector eléctrico até à atribuição da tarifa social pelo ORD foram remetidas para o Regulamento Tarifário do sector eléctrico.

O Quadro 3-7 apresenta o montante a pagar pelos titulares dos centros electroprodutores em regime ordinário, em 2011.

Quadro 3-7 – Tarifa social a pagar pelos titulares dos centros electroprodutores em regime ordinário

	Potência instalada	Tarifa Social	
	MW	%	10 ³ EUR
Total	11 165,0	100,0%	4 308,1
Centrais com CMEC ^[1]	6 206,4	55,6%	2 394,8
Centrais com CAE	1 574,0	14,1%	607,3
Centrais com Incentivo	3 140,7	28,1%	1 211,9
Restantes centrais	243,9	2,2%	94,1

Nota:^[1] Exclui as centrais do Barreiro e Carregado descomissionadas em 2009 e 2010, respectivamente

CESSAÇÃO DO OMIP E OMICLEAR

No âmbito dos sucessivos acordos entre a Republica Portuguesa e o Reino de Espanha, considerando que o Acordo de Braga determinou o autofinanciamento, após período transitório que terminou em 1 de Janeiro de 2010, das duas sociedades gestoras do mercado. O Despacho n.º 17 041/2010, de 4 de Novembro, determinou a cessação do modelo de sustentação económica do OMIP e da OMIClear, com a efectiva implementação do OMI, a decorrer até 31 de Dezembro de 2010, passando as referidas sociedades a autofinanciar-se. Ficou estabelecido no mesmo Despacho, que não são passíveis de reembolso, por não se terem verificado saldos consolidados, as contribuições do SEN, destinadas a assegurar a sustentação económica do grupo de sociedades de integram o pólo português do MIBEL, recebidas através da tarifa de uso global do sistema (UGS).

EXTINÇÃO DAS TARIFAS REGULADAS DE VENDA DE ELECTRICIDADE A CLIENTES FINAIS COM CONSUMOS EM MAT, AT, MT E BTE

O Decreto-Lei 104/2010, de 29 de Setembro estabelece o procedimento aplicável à extinção das tarifas reguladas de venda de electricidade a clientes finais, no continente, com consumos em MAT, AT, MT e BTE.

De acordo com este Decreto-Lei os comercializadores de último recurso devem, transitoriamente, até 31 de Dezembro de 2011, continuar a fornecer electricidade aos clientes finais com consumos em MAT, AT, MT e BTE que não tenham contratado no mercado livre o seu fornecimento.

Nesta situação é aplicada uma tarifa de venda transitória, fixada pela ERSE, determinada pela soma das tarifas de energia, comercialização e acesso às redes, sendo agravada por uma percentagem a definir pela ERSE.

O montante de sobreproveito estimado para o ano t devido à aplicação da tarifa transitória é transferido pelo comercializador de último recurso para o operador da rede de distribuição e será devolvido na tarifa de UGS nos respectivos níveis de tensão.

Para além de uma parcela fixa e de uma parcela variável os proveitos da actividade de comercialização do comercializador de último recurso englobam ainda os desvios entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos da actividade referente a 2 anos antes, acrescidos de juros. Num ano de extinção de tarifas, com a saída dos consumidores para o mercado livre, é preciso acautelar por um lado, os impactes que estes ajustamentos podem implicar na variação tarifária e por outro lado que o montante de desvio é totalmente recuperado ou devolvido pelo comercializador de último recurso.

Assim, o artigo 86.º do Regulamento Tarifário foi alterado de forma a permitir manter a fórmula de cálculo dos proveitos permitidos da actividade de comercialização definida para o actual período regulatório, mas transferindo para o acesso o diferencial positivo ou negativo que resulta da diferença entre os proveitos permitidos e os proveitos previstos facturar tendo em conta uma determinada variação na tarifa de comercialização nos níveis de tensão MAT, AT, MT e BTE. Este diferencial é repercutido na tarifa de UGS.

Os impactes nos proveitos permitidos para o ano de 2011 são:

1. O diferencial positivo ou negativo na actividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais em MAT, AT, MT e BTE levou à redução dos proveitos permitidos da UGS em 2,5 milhões de euros.
2. O sobreproveito associado à aplicação da tarifa de venda transitória aos clientes em MAT, AT, MT e BTE implicou uma redução dos proveitos permitidos da UGS em 53,7 milhões de euros.

REPOSIÇÃO GRADUAL DA RECLASSIFICAÇÃO DA COGERAÇÃO PRODUZIDA A PARTIR DE FONTES RENOVÁVEIS

O Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, veio estabelecer um conjunto de princípios para distribuir pelos consumidores o diferencial de custo entre a produção em regime ordinário e a produção em regime especial (PRE).

Este diploma aplica-se somente à PRE licenciada ao abrigo do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio, com as alterações introduzidas pelos Decreto-Lei n.º 313/95, de 24 de Novembro, n.º 168/99, de 18 de Maio, n.º 339-C/2001, de 29 de Dezembro, e n.º 33-A/2005, de 16 de Fevereiro. O diploma não faz qualquer referência à restante produção em regime especial.

Tendo em conta o exposto, é importante lembrar os diferentes grupos existentes na PRE, de acordo com a legislação que lhes serve de base ao licenciamento, conforme se representa na figura seguinte.

Figura 3-2 – Diferentes tecnologias da PRE e seu enquadramento legislativo

Em síntese, o Decreto-Lei n.º 90/2006 aplica-se somente ao grupo classificado na figura anterior como “Renováveis e resíduos”⁶, excluindo-se as cogerações (ainda que possam utilizar combustível renovável ou resíduos), e a produção em BT, com especial destaque para a micro-produção.

As instalações que habitualmente a ERSE tem classificado como “cogeração^{FER}”, ou seja, dentro da “PRE^{FER}”, são instalações de cogeração que utilizam como combustível resíduos ou biomassa. Na grande maioria das situações são instalações associadas a unidades fabris, tais como celulosas ou termolaminados. Deste modo, este tipo de instalações não se encontra ao abrigo do Decreto-Lei n.º 90/2006. Estas instalações representam cerca de 600 MW de potência instalada.

Esta reclassificação implicou uma redução do montante da “PRE^{FER}” em 126,4 milhões de euros (valores de tarifas de 2009 e 2010 actualizados a 2011) e um aumento da “PRE^{FENR}” no mesmo montante acrescido de: (i) ajustamento real aos valores de 2009; (ii) ajustamento provisório dos montantes de 2010 e (iii) sobrecusto do ano 2011. No total, a “PRE^{FENR}” teve um agravamento de 221,8 milhões de euros.

Com vista à reposição gradual desta reclassificação considerou-se em T2011 um sexto desse montante e diferiu-se para 2012 e 2013, dois sextos e três sextos respectivamente. Estes montantes são acrescidos de juros calculados à taxa média das taxas de rendibilidades das obrigações do tesouro a 2

⁶ O regime do grupo “Renováveis e resíduos” foi alterado pelo Decreto-Lei n.º 225/2007, diploma posterior ao Decreto-Lei n.º 90/2006. No entanto, uma vez que se tratou de uma alteração ao Decreto-Lei n.º 189/88 (e respectivas alterações subsequentes), considera-se que o Decreto-Lei n.º 90/2006 também é aplicável às instalações licenciadas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 225/2007.

anos e a 3 anos, determinada com base nos valores diários das taxas de rendibilidades destes títulos verificados no mês de Dezembro de 2010.

O Quadro 3-8 sintetiza os montantes envolvidos.

Quadro 3-8 – Reclassificação da “cogeração^{FER}”

Unidade: 10⁶ EUR

(a)	Montante reclassificado	222
(b) = (a)/6	Anuidade de 2011	37
(c)	Juros de 2011 ^[1]	4
(d) = (a) - (b)	Valor diferido	185
(e) = (a) * 2/6	Anuidade 2012 ^[2]	74
(f) = (a) * 3/6	Anuidade 2013 ^[2]	111

Notas:

^[1] Taxa média das taxas de rendibilidades das obrigações do tesouro a 2 anos e a 3 anos, determinada com base nos valores diários das taxas de rendibilidades destes títulos verificados no mês de Dezembro de 2010 (provisoriamente utilizou-se o mês de Setembro de 2010).

^[2] Valor ao qual acrescem juros à taxa referida em ^[1].

A reposição gradual da reclassificação da “cogeração^{FER}” permitiu um desagravamento em tarifas 2011 do sobrecusto da produção a partir de fontes renováveis fora do âmbito do Decreto-Lei n.º 90/2006 (“PRE^{FENR}”) de 181 milhões de euros (185 milhões de euros do montante diferido deduzido dos 4 milhões de euros de juros a pagar em 2011).

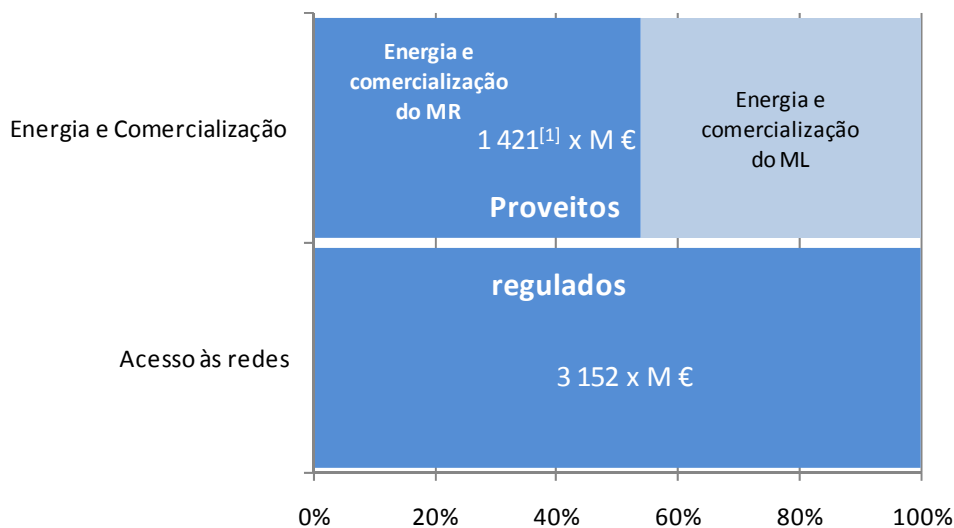
3.1 PROVEITOS PERMITIDOS A RECUPERAR EM 2011

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 3-3 apresenta-se o montante de proveitos regulados no sector eléctrico em Portugal continental e o seu peso relativo nos proveitos totais do sector⁷.

⁷ A facturação de Energia e Comercialização foi obtida considerando o preço médio de aquisições de energia e comercialização do CUR estão (em média) em linha com o mercado.

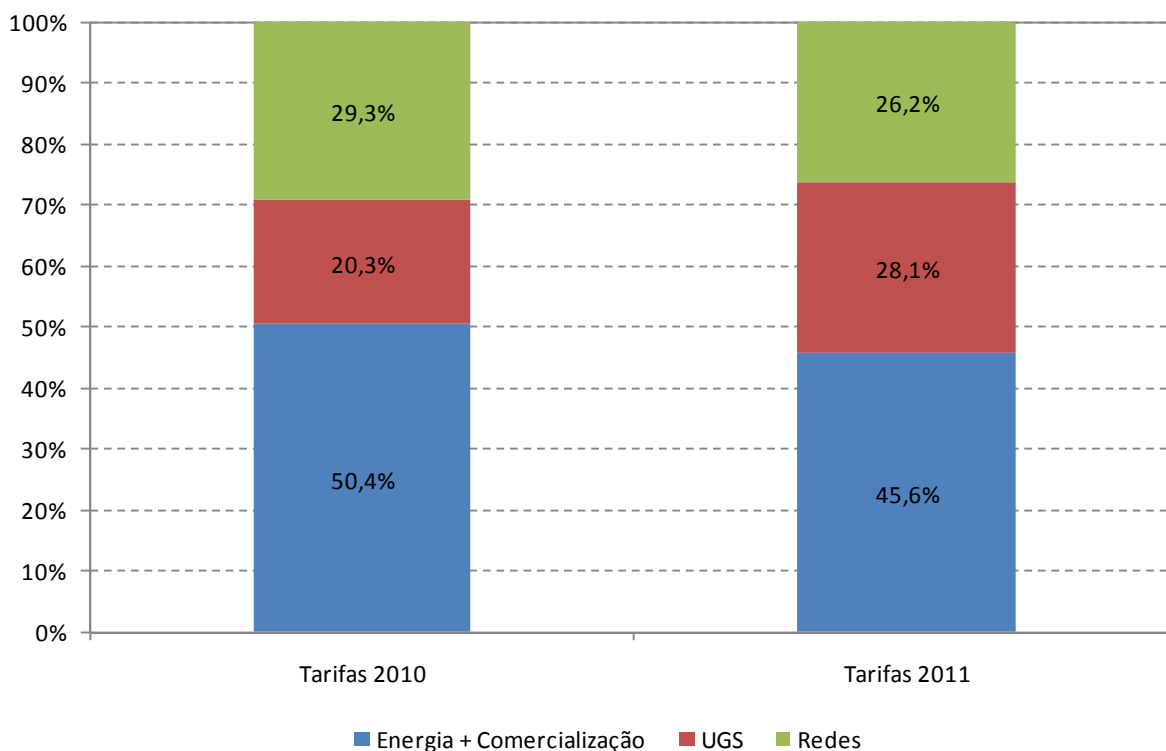
Figura 3-3 - Proveitos do sector eléctrico



Nota: [1] Ao valor de 1 421 milhares de euros acresce o valor do sobreprovento no montante de 53,7 milhares de euros no âmbito da aplicação das tarifas transitórias

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 3-4 permite comparar a variação da estrutura dos proveitos por actividade, no sector eléctrico, de tarifas 2010 para tarifas 2011.

Figura 3-4 - Estrutura dos proveitos por sector por actividade

Da análise da figura, verifica-se que o peso da UGS subiu cerca de 8 pontos percentuais, este facto deve-se ao aumento do diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, da inclusão do mecanismo de garantia de potência e do decréscimo significativo da sustentabilidade e coexistência de mercados e coexistência.

Nos quadros seguintes apresenta-se o montante dos proveitos regulados a recuperar com a aplicação nas tarifas de energia eléctrica em Portugal continental (Quadro 3-9) e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (Quadro 3-10) considerados para tarifas 2010 e 2011.

Quadro 3-9 – Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia eléctrica em Portugal continental

	Unidade: 10 ³ EUR		
	Tarifas 2010	Tarifas 2011	Variação de proveitos T2011/T2010
	(1)	(2)	[(2) / (1)] - 1
Gestão Global do Sistema			
Proveitos permitidos do ORT	543 626	555 341	
Custos gestão do sistema	103 114	72 701	
Custos de interesse geral	440 512	419 825	
Custos com garantia de potência		62 814	
Custos a recuperar pelo ORD	1 333 699	1 577 482	
Sustentabilidade de mercados e coexistência	-822 214	-445 870	
Diferencial positivo ou negativo na actividade de comercialização devido à extinção das TVCF		-2 467	
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória		-53 729	
Proveitos a recuperar com a UGS	1 055 111	1 630 757	54,6%
Transporte de energia eléctrica			
Proveitos permitidos do ORT	259 948	289 180	
Diferença entre os valores facturados pela EDP D e os valores pagos à REN	13 412	5 972	
Proveitos a recuperar com as tarifas de URT	273 360	295 152	8,0%
Distribuição de energia eléctrica			
Total dos proveitos em AT/MT	474 793	460 083	
Total dos proveitos em BT	770 612	765 531	
Proveitos a recuperar com as tarifas de URD	1 245 404	1 225 614	-1,6%
Comercialização regulada			
Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT	3 245	1 229	
Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	1 335	590	
Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN	96 267	86 635	
Proveitos a recuperar com as tarifas de Comercialização	100 847	88 454	-12,3%
Aquisição em mercado+OMP+Cesur	990 754	536 517	
Aquisição aos PRE (exclui sobrecusto)	744 922	761 002	
Custos com serviços do sistema	26 455	22 275	
Custos de funcionamento	9 507	12 854	
Proveitos a recuperar com a tarifa de Energia	1 771 637	1 332 648	-24,8%
Proveitos a recuperar com as tarifas	4 446 360	4 572 625	2,8%
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória	0	53 729	
Tarifa Social		-4 308	
Total de proveitos a recuperar com tarifas no continente	4 446 360	4 622 046	4,0%

Quadro 3-10 – Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia eléctrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2010	Tarifas 2011	Varição de proveitos T2011/T2010
	(1)	(2)	[(2) / (1)] - 1
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	131 017	112 814	-13,9%
Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	35 155	36 858	4,8%
Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	4 454	4 562	2,4%
Total de proveitos regulados na Região Autónoma dos Açores	170 626	154 233	-9,6%

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2010	Tarifas 2011	Varição de proveitos T2011/T2010
	(1)	(2)	[(2) / (1)] - 1
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	140 335	106 674	-24,0%
Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	43 144	42 269	-2,0%
Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	5 054	4 776	-5,5%
Total de proveitos regulados na Região Autónoma da Madeira	188 533	153 719	-18,5%

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 2010 para 2011, por actividade, para o Continente.

Relativamente às Regiões Autónomas o diferencial entre os proveitos permitidos e os proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais nas 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 a recuperar pela tarifa de energia e de comercialização do CUR apresentam uma redução de 2010 para 2011. Esta situação resulta de uma redução conjugada dos preços médios de mercado e da saída de clientes para o mercado livre. A este facto não pode ser alheio a extinção de tarifas para clientes com consumos em MAT, AT, MT e BTE e suas consequências em termos regulamentares.

O impacte referido pode ser verificado pela análise das figuras seguintes⁸.

Figura 3-5 – Proveitos de energia e comercialização do CUR

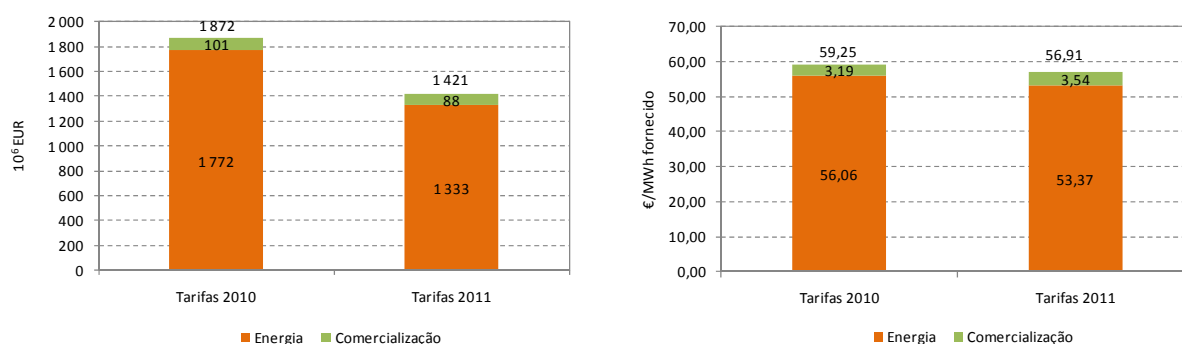
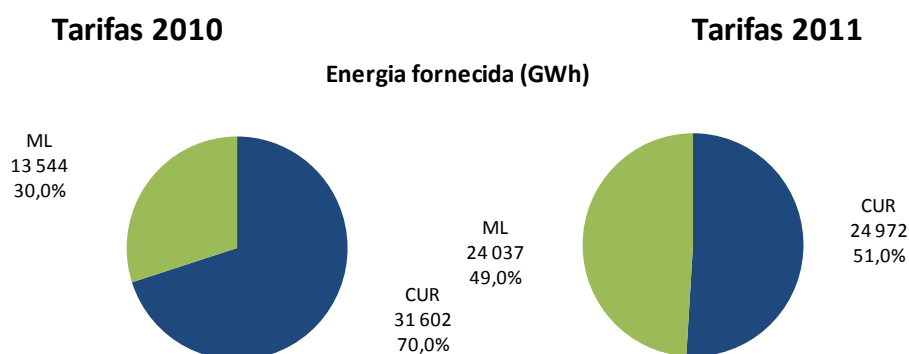


Figura 3-6 – Energia e número de clientes



⁸ Os proveitos unitários apresentados reflectem, nomeadamente, as perdas nas redes. Não está incluído o sobreproveito resultante da aplicação da tarifa transitória.

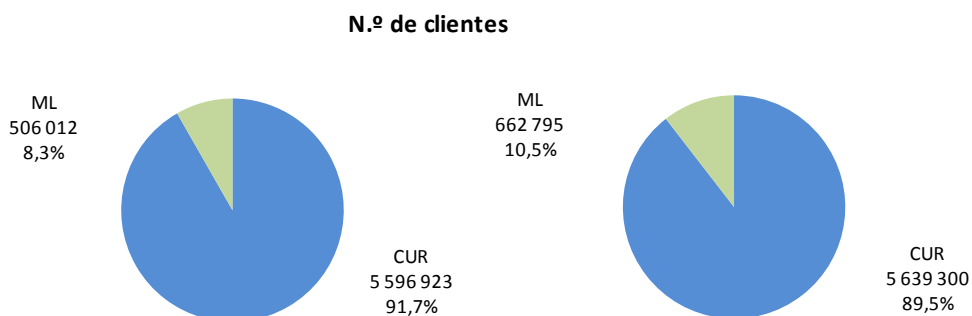
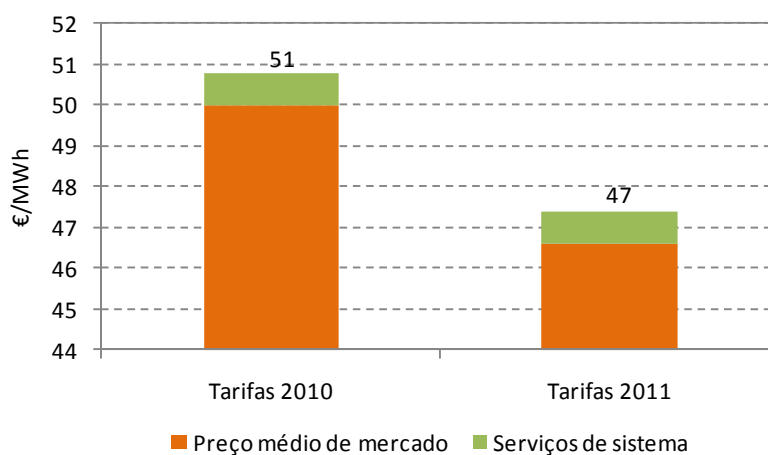


Figura 3-7 – Custos médios de aquisição em mercado e serviços de sistema



EVOLUÇÃO DOS CUSTOS DE ENERGIA

O preço da energia eléctrica em Portugal tem evoluído de uma forma descontínua. Registou-se uma diminuição acentuada entre Novembro de 2008 (76,7 €/MWh) e Março de 2010 (cerca de 20 €/MWh). Porém, observa-se uma inversão de tendência desde esse mês, tendo o valor médio atingido cerca de 48,4 €/MWh em Setembro de 2010.

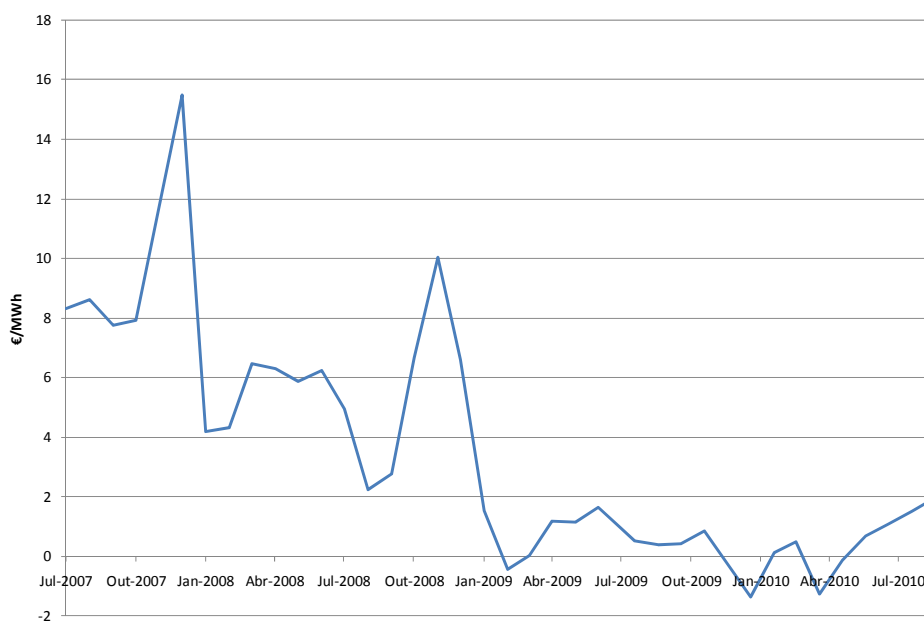
Figura 3-8 – Preços mercado diário Portugal



Fonte: OMEL

No caso do mercado espanhol, observa-se uma tendência semelhante. Sublinhe-se aliás que o diferencial de preços entre Portugal e Espanha tem vindo a diminuir desde o arranque do MIBEL em Julho de 2007.

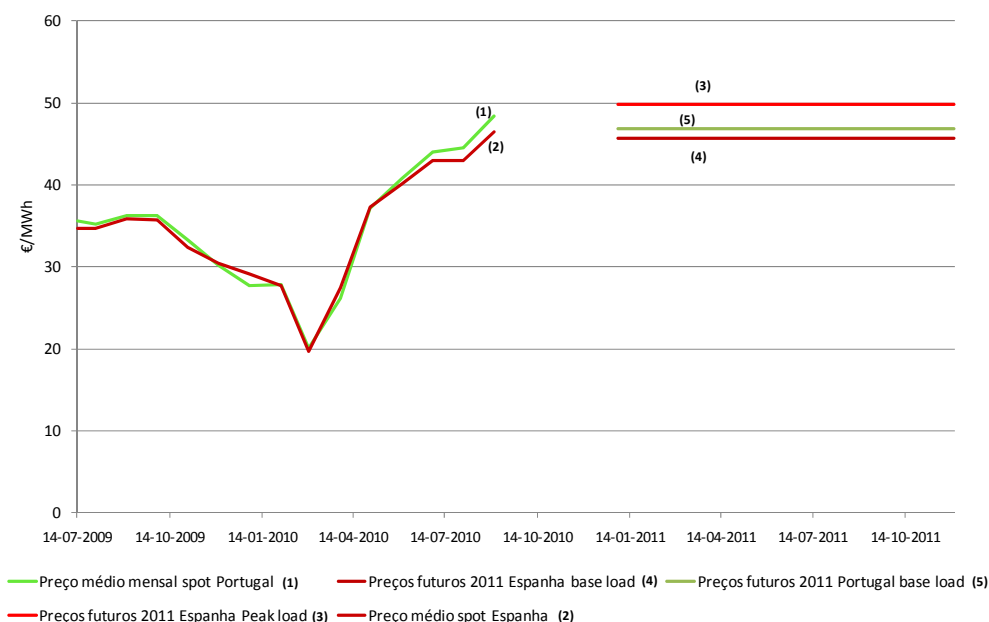
Figura 3-9 – Diferencial preço Portugal Espanha



Fonte: ERSE com base em dados OMEL

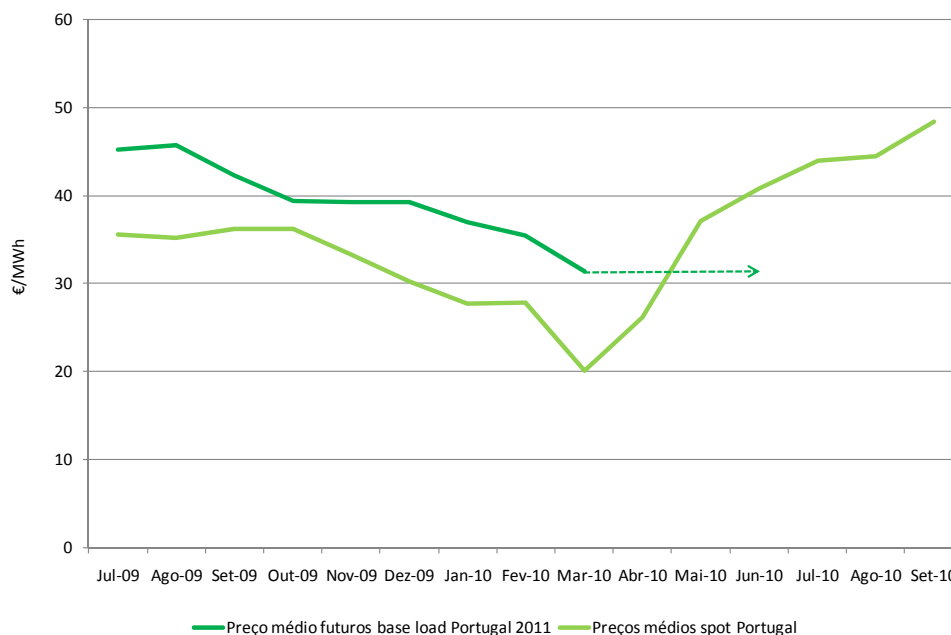
Os preços dos contratos de futuros apontam para a manutenção dos valores do preço de energia entre 45 €/MWh e 50 €/MWh.

Figura 3-10 – Evolução do preço spot e dos mercados de futuros



Fonte: OMIP

Porém, os preços de futuros reflectem as condições de mercado *spot* com um prémio de risco, como mostra a Figura 3-11. Nesta figura compara-se a evolução dos preços dos contratos de futuros *base load* para Portugal para entrega no 2º trimestre de 2010. Como é evidenciado, os contratos de futuros seguem a tendência do mercado *spot* que perspectivava a queda ou manutenção dos preços de energia eléctrica, quando na realidade o preço revelou-se superior ao previsto.

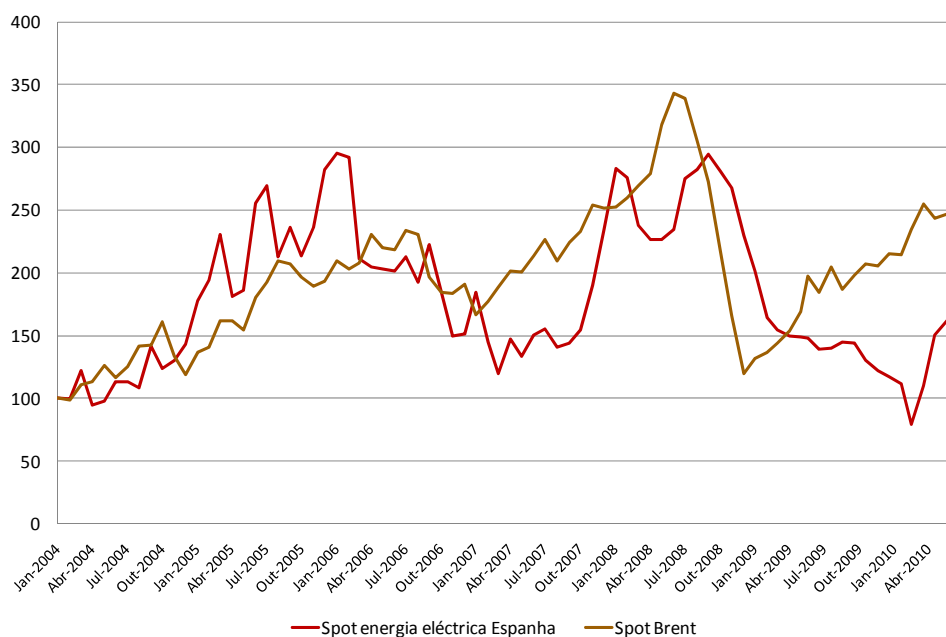
Figura 3-11 – Evolução do preço médio spot e dos mercados de futuros

Fonte: ERSE com base em dados OMEL e OMIP

Assim, a observação dos mercados de futuros pode não constituir uma base fidedigna de previsão da evolução dos preços de energia eléctrica, justificando-se para este efeito uma análise dos factores explicativos da evolução do preço de energia eléctrica.

FACTORES EXPLICATIVOS DA EVOLUÇÃO DO PREÇO DA ENERGIA ELÉCTRICA

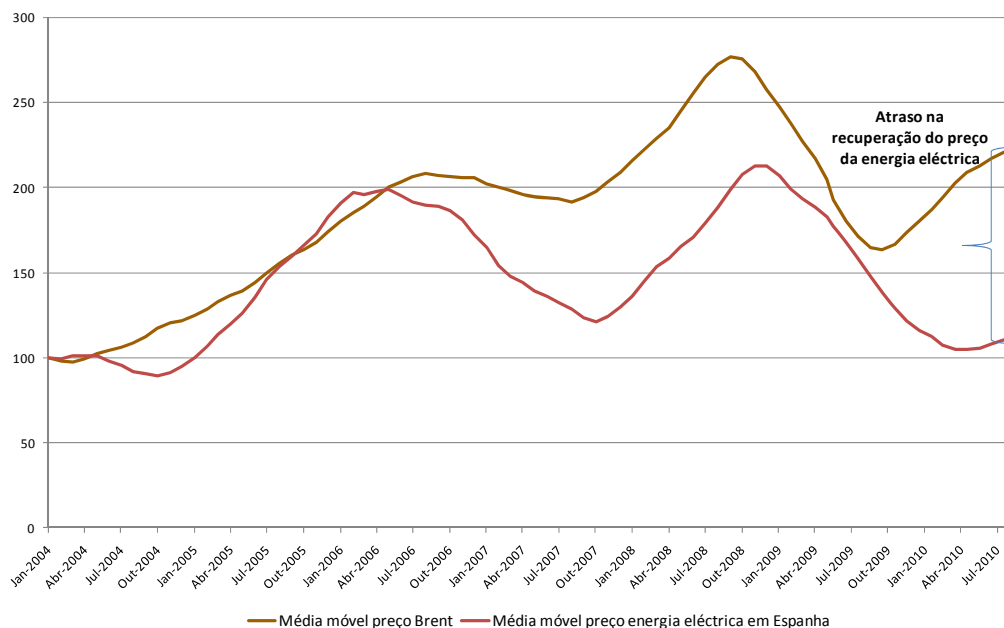
A evolução do preço de energia eléctrica no mercado *spot* ibérico e o preço do petróleo estão correlacionados como mostra a Figura 3-12.

Figura 3-12 – Preços médios mensais energia eléctrica Espanha e Brent (euros)

Fonte: ERSE com base em dados OMEL e Reuters

Como se verá, esta correlação advém, em grande parte, da relevância da energia eléctrica produzida pelas centrais a gás natural de ciclo combinado na definição dos preços de mercado da energia vendida.

A Figura 3-13 mostra que caso os efeitos decorrentes da sazonalidade, nomeadamente o impacto da hidraulicidade na evolução dos custos marginais do sistema, forem anulados, recorrendo-se para este efeito à média móvel, a correlação aumenta: de 0,56 para 0,77.

Figura 3-13 – Média móvel mensal preços spot energia eléctrica e Brent (euros)

Fonte: ERSE com base em dados OMEL e Reuters

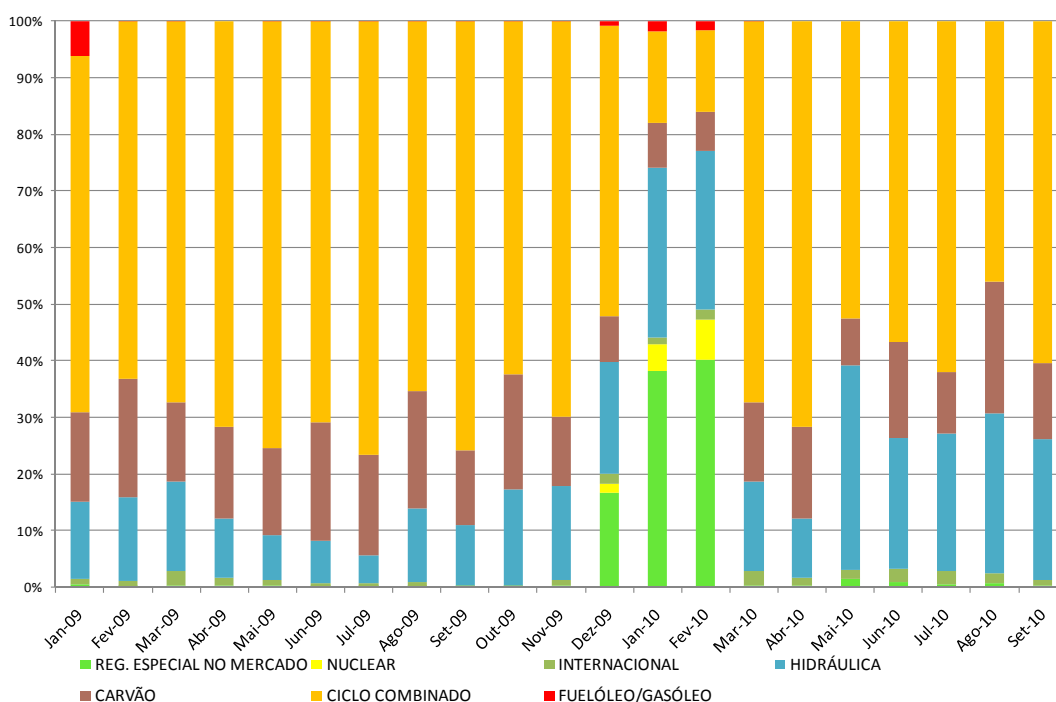
Contudo, no final do período analisado na figura verificou-se um desfasamento, de cerca de 8 meses, entre a evolução do preço do petróleo e a evolução do preço da energia eléctrica. Este desfasamento reflecte em parte o desfasamento existente⁹ entre o preço do petróleo e os custos de produção das centrais de ciclo combinado a gás natural. Contudo, no caso presente este não é o único factor.

De modo a melhor se entender os motivos para este desfasamento é analisado com mais cuidado o *mix* de produção que, para além dos custos dos combustíveis, influencia a evolução do preço de energia eléctrica.

Tradicionalmente, as tecnologias que definem o preço de mercado são as centrais de ciclo combinado a gás natural, cujo custo marginal de produção está bastante dependente do preço do petróleo (com desfasamento até 6 meses) e as centrais a fuelóleo, por ser este um derivado do petróleo. Porém, em 2010, nomeadamente no 1º trimestre, o peso das centrais hídricas e da PRE aumentou bastante nas tecnologias que definem o preço de mercado na Península Ibérica, levando à respectiva diminuição do preço de mercado.

⁹ Devido às condições definidas contratualmente de aquisição do gás natural a médio ou longo prazo.

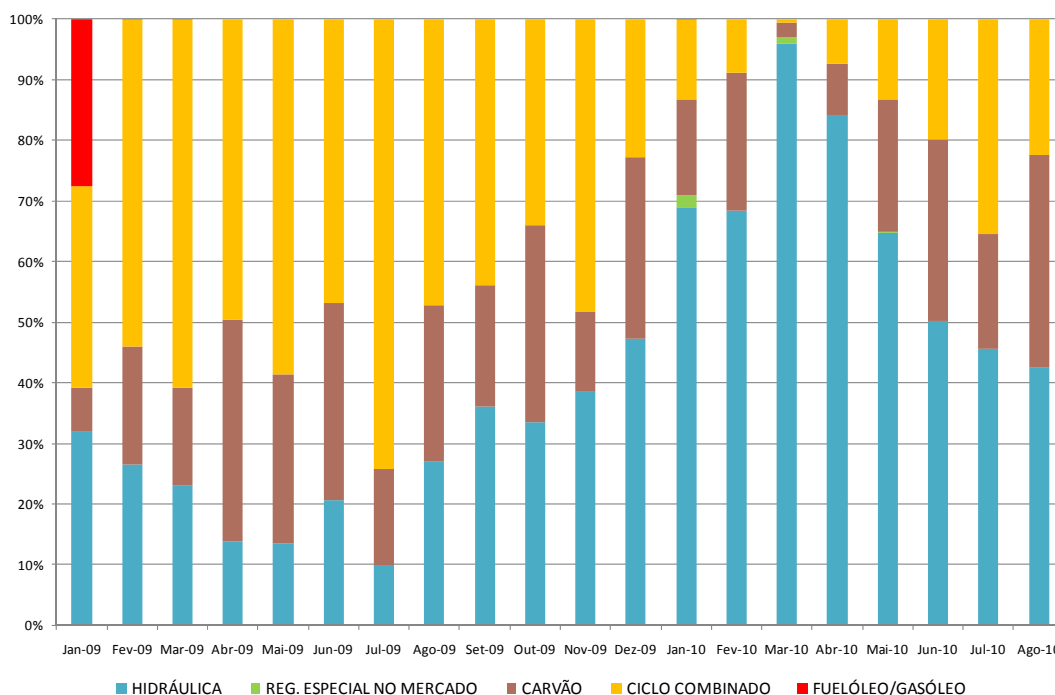
Figura 3-14 – Peso relativo das tecnologias com preços ofertados acima de 95% do preço de mercado MIBEL



Fonte: OMEL

A figura que se segue mostra que no caso português, o maior peso da energia de origem hídrica verificou-se nos três trimestres de 2010, tendo vindo a diminuir gradualmente desde o mês de Março. Registe-se que este foi o mês em que o preço de mercado de energia eléctrica atingiu o seu valor mais baixo.

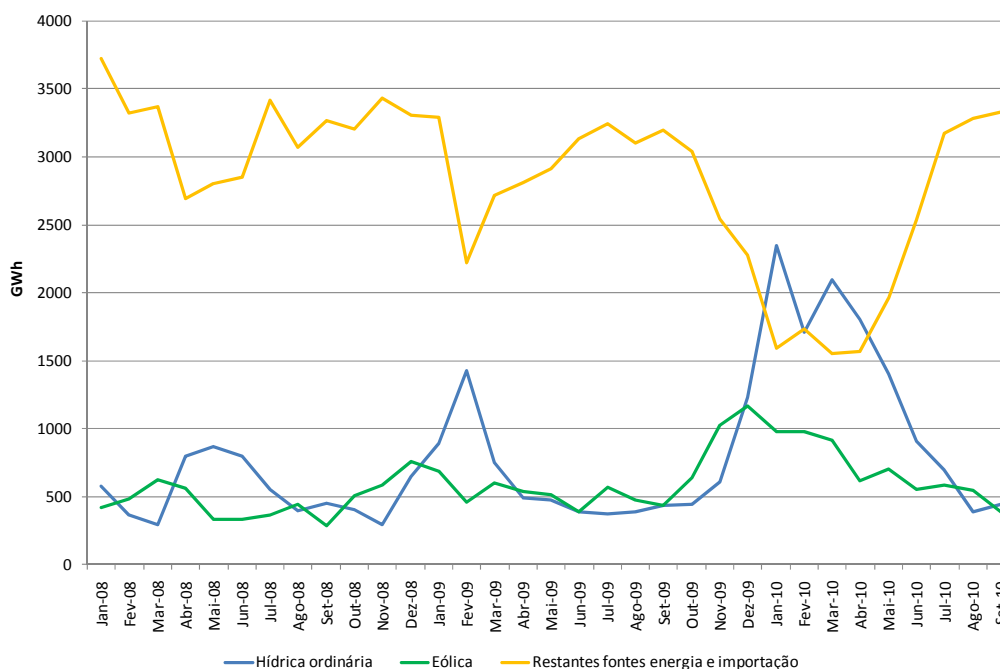
Figura 3-15 – Peso relativo das tecnologias com preços ofertados acima de 95% do preço de mercado Portugal



Fonte: OMEL

Numa análise mais abrangente em termos temporais e para o caso português, em especial grandes hídricas e eólicas, observa-se na Figura 3-16 que o peso da produção não dependente dos combustíveis fósseis no consumo foi anormalmente elevado entre o 4º trimestre de 2009 e os dois primeiros trimestres de 2010.

Figura 3-16 – Satisfação do consumo referido à emissão



Fonte: ERSE, com base em dados REN

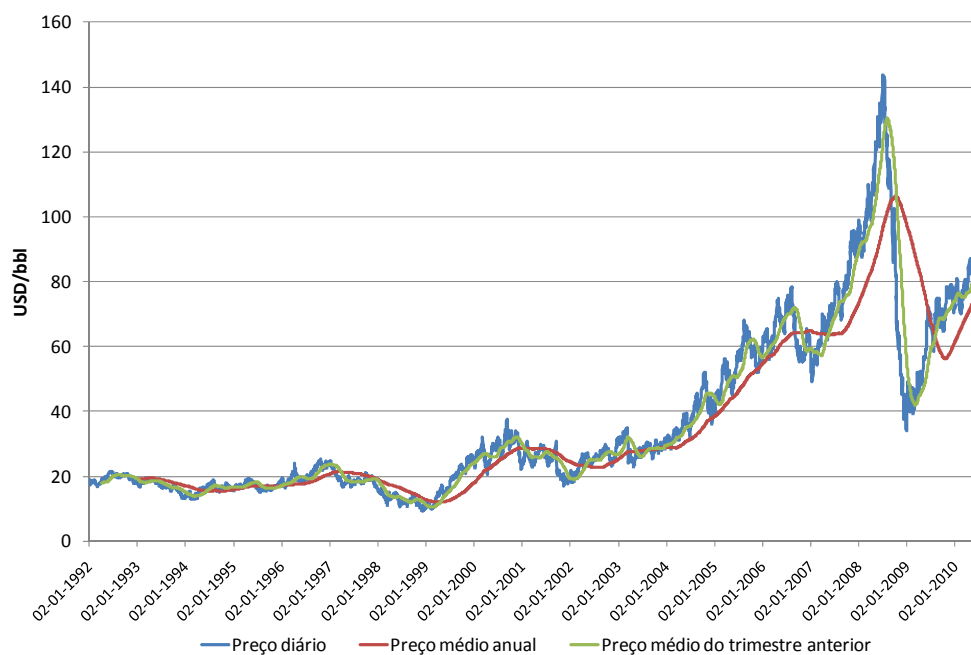
As razões que explicam essa evolução são conhecidas:

- Queda do consumo de energia eléctrica.
- Entrada em funcionamento de novos projectos produção em regime especial, designadamente eólicos.
- Hidraulicidade substancialmente acima da média.

Pondo de parte o incremento da produção com energia eólica, os restantes motivos que explicam esta evolução são conjunturais e não estruturais. Deste modo, com a diminuição da hidraulicidade, a partir do terceiro trimestre de 2010 e a retoma do consumo de energia eléctrica, ao longo do ano de 2010, o consumo dependente de centrais térmicas ou da importação voltou a crescer para níveis próximos do observado no passado recente.

Este facto é, porventura, o principal factor explicativo do aumento observado nos últimos meses no preço da energia eléctrica, tendo em conta que os preços dos combustíveis têm-se mantido constantes.

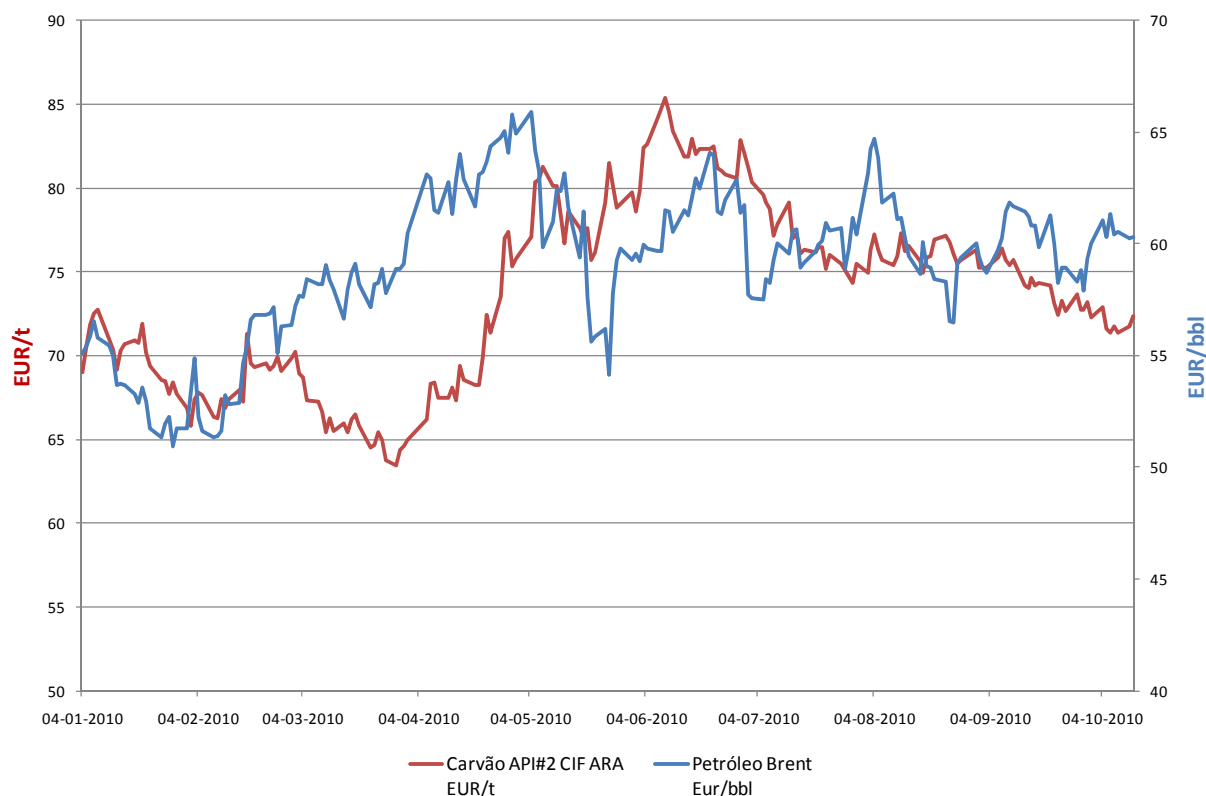
Assim, após a queda verificada no 2º semestre de 2008, o preço do petróleo ainda se encontra ao nível de há 4 anos, isto é, de Julho de 2006.

Figura 3-17 – Evolução preço Brent (USD/bbl) e preço carvão API#2 CIF ARA (EUR/t)

Fonte: Reuters

A evolução mais recente do preço do petróleo em euros aponta para a sua estagnação, sendo que esta tendência se pode alargar ao preço do carvão.

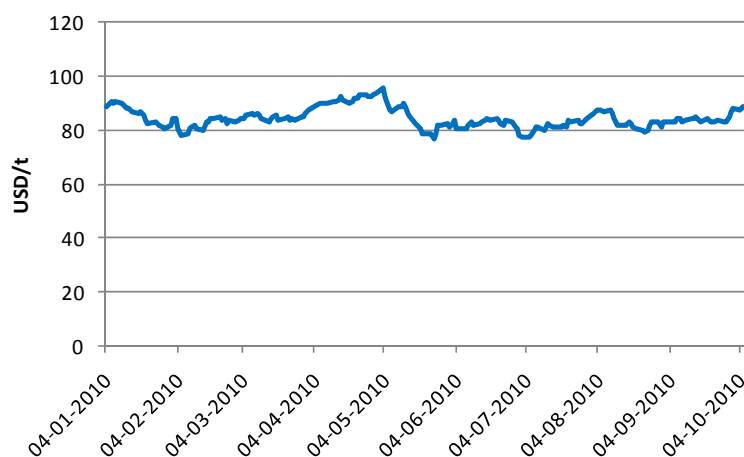
Figura 3-18 – Evolução preço petróleo e preço carvão API#2 CIF ARA



Fonte: Reuters

Se for considerada a evolução do preço dos futuros do petróleo, esta aponta para a estagnação dos preços do petróleo até ao próximo ano.

Figura 3-19 – Evolução preço futuros petróleo Brent entrega Dezembro de 2011



Fonte: OMIP

PREVISÕES

Pelo referido, considera-se que os valores actuais do mercado *spot* de energia eléctrica para Portugal, em torno de 45 €/MWh, estão próximos do que se deverá verificar em 2011, como apontam também os valores do mercado de futuros para esse ano. Esta previsão assenta principalmente nas seguintes constatações:

- Os efeitos da hidraulicidade anormalmente elevada, ocorrida no primeiro semestre, anularam-se em parte durante o Verão, permitindo projectar as condições actuais para as condições de um regime hidrológico médio implícito nas previsões de preço de energia eléctrica de 2011.
- Os preços das matérias-primas têm-se mantido constante, não se perspectivando o seu aumento.

Assim, quanto ao preço do petróleo assume-se um cenário relativamente prudente para a evolução do mesmo (80 USD/bbl), em linha com a generalidade das empresas reguladas.

Não se considera que o preço da energia eléctrica evolua para além do patamar actual, devido a factores estruturais que foram apontados, em especial o incremento da produção eólica que conduz a uma diminuição do consumo satisfeito com energia adquirida em mercado.

Deste modo, com base nos preços observados nos últimos meses nos mercados de futuros, as previsões da ERSE para 2011 e as estimativas para 2010 (com dados reais até Agosto) do preço médio de aquisição do CUR em Portugal são as constantes do quadro seguinte.

Quadro 3-11 - Previsões de preços de mercado para 2011 e para 2010

	2010		2011
	Tarifas 2010	Tarifas 2011 (valores reais até Agosto)	Tarifas 2011
Preço médio de aquisição do CUR em Portugal €/MWh	50,0	39,2	46,6
Preço petróleo USD/bbl	72,2	75,0	80,0
Índice de produtividade hidroeléctrica	1,0	≈1,3	1,0

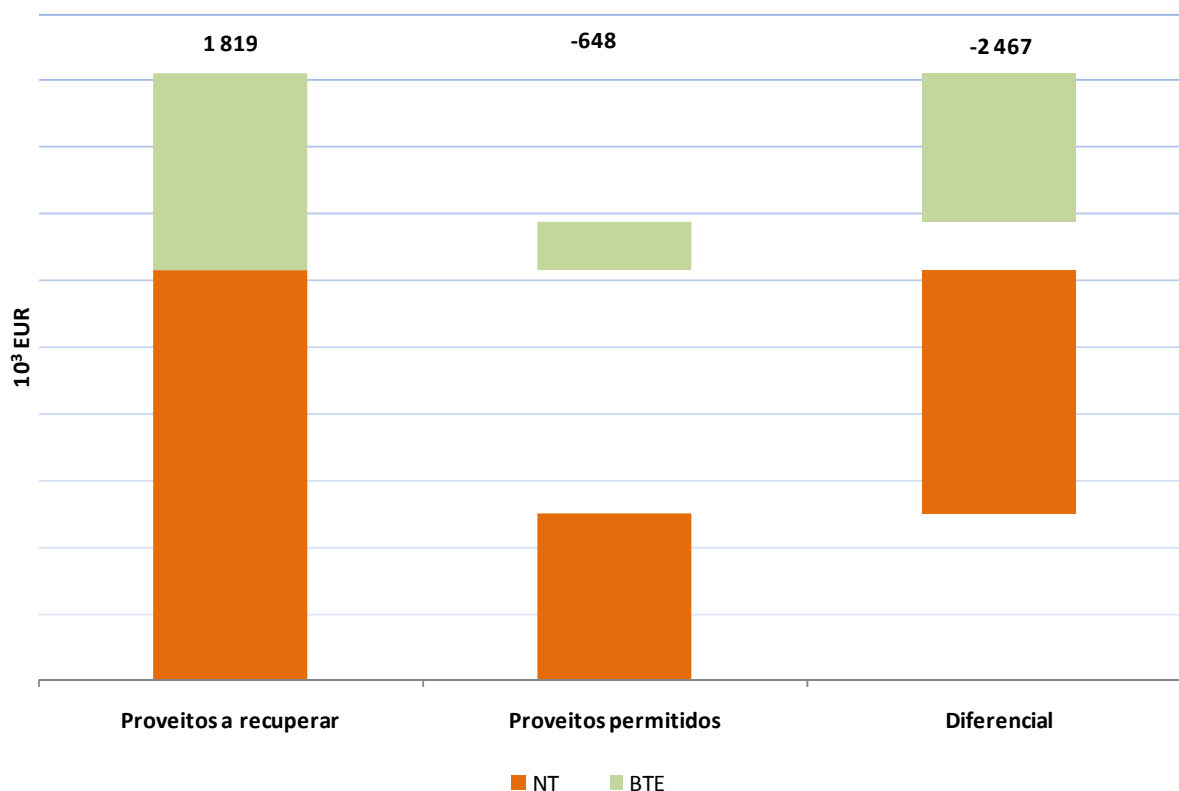
No que diz respeito aos serviços de sistema, consideraram-se as previsões mais recentes das empresas, de 0,8 €/MWh, tanto para o ano de 2010 como para o ano de 2011.

EVOLUÇÃO DOS CUSTOS DE COMERCIALIZAÇÃO

Os proveitos a recuperar pela aplicação da tarifa de comercialização têm vindo a evoluir de acordo com as metas de eficiência estabelecidas para o período de regulação. No entanto, em 2011 o processo de extinção de tarifas para NT e BTE, levou a alterações regulamentares, nomeadamente, no cálculo dos proveitos a recuperar pela tarifa de comercialização para os níveis de tensão mencionados. Este tema encontra-se desenvolvido no documento “Proveitos permitidos das empresas reguladas no sector eléctrico em 2011”.

Desta forma, os proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa de comercialização são transitoriamente calculados com base no nível tarifário do ano anterior afectado de um factor de actualização. Posteriormente, esse valor é comparado com o valor dos proveitos permitidos, sendo a diferença transferida para a UGS. O valor deste diferencial, por nível de tensão, é apresentado de seguida.

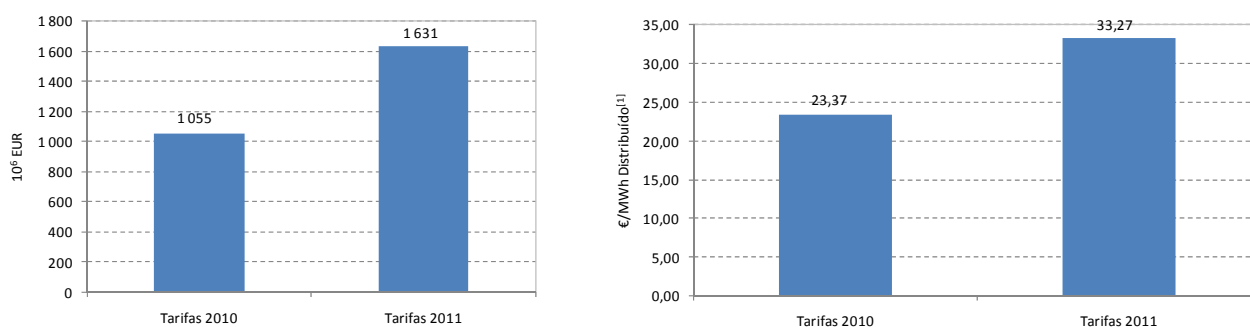
Figura 3-20 – Diferencial da actividade de Comercialização resultante da extinção das tarifas reguladas para consumos em MAT, AT, MT (NT) e BTE



3.3 PROVEITOS DA UGS

Os proveitos a recuperar com a tarifa de UGS apresentam um agravamento de 578 milhões de euros (Figura 3-21).

Figura 3-21 – Variação dos proveitos a recuperar com a UGS



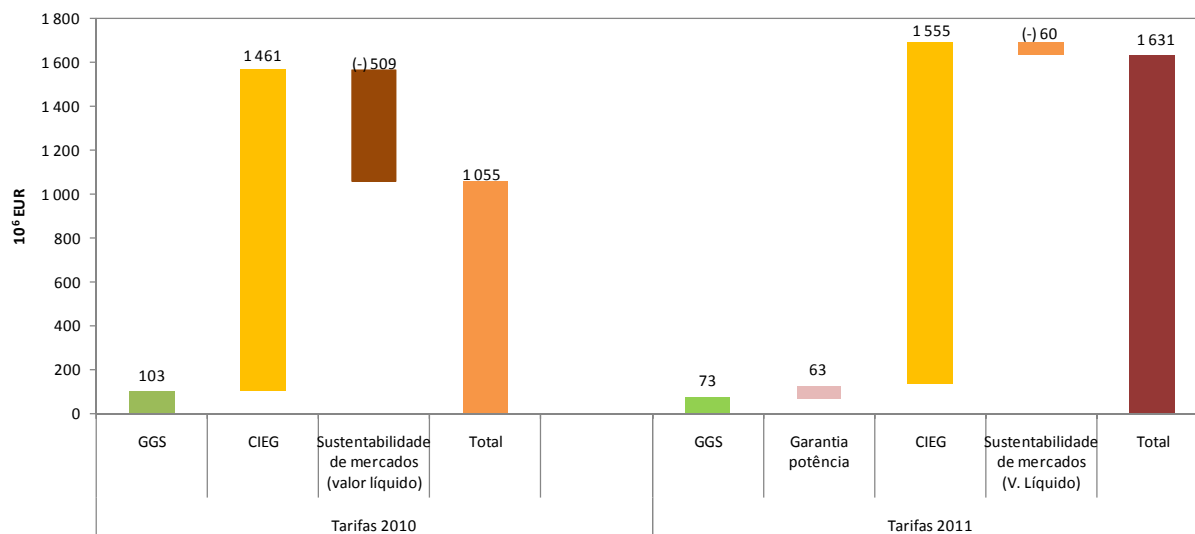
Nota: [1] Energia distribuída à saída da rede de distribuição

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

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

A Figura 3-22 permite analisar a evolução destas componentes de 2010 para 2011 e a sua contribuição para a variação dos proveitos permitidos a recuperar com a tarifa de UGS.

Figura 3-22 - 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 29%, relativamente aos valores aceites para Tarifas 2011. Para esta variação contribuiu essencialmente a redução dos ajustamentos referentes a anos anteriores.

3.3.2 CUSTOS COM GARANTIA DE POTÊNCIA

Segundo a Portaria n.º 765/2010, de 20 de Agosto, a instituição de instrumentos de incentivo à garantia de potência tem por fundamento essencial, do ponto de vista da política energética, as vantagens decorrentes de se assegurar um adequado grau de cobertura da procura pela oferta de energia eléctrica e uma adequada disponibilidade. Estabelece-se a atribuição, por um período de 10 anos, de um incentivo ao investimento aos centros electroprodutores que disponham de uma potência instalada igual ou superior a 50MW, que tenham entrado em funcionamento há menos de 10 anos e que não estejam sujeitos aos CMEC. O valor incluído nas Tarifas de 2011 ascendeu a 62 814 milhares de euros.

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

Tal como mencionado no ponto 3.2, na evolução dos custos de comercialização, a extinção das tarifas para os consumos em NT e BTE originou a existência de um diferencial, calculado pela diferença entre os proveitos a recuperar com a tarifa de comercialização e os proveitos permitidos. Para 2011, aquele montante ascende a – 2,5 milhões de euros a devolver aos consumidores através da tarifa de UGS.

Além disso, a alteração legislativa e regulamentar também prevê a existência de uma tarifa transitória a aplicar aos consumidores, que já não podendo estar na tarifa regulada, ainda não escolheram um comercializador em mercado. Esta tarifa dá origem a um sobreproveito recuperado pelo CUR o qual será repercutido por todos os consumidores através da tarifa de UGS, nos respectivos níveis de tensão. O valor desta componente atinge os 53,7 milhões de euros em 2011.

3.3.4 CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL E ESTABILIDADE TARIFÁRIA

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 2011 incluem o ajustamento definitivo, referente ao ano de 2009, 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 2010.

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 Ministro da Economia e Inovação.

A Quadro 3-12 sintetiza os ajustamentos de 2009 e 2010 a reflectir nas tarifas de 2011.

Quadro 3-12 – Ajustamentos de 2009 e 2010 a repercutir em tarifas de 2011

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamento 2009	Ajustamento 2010	Total
Tarifa de energia	-62,44	-383,43	-445,87
Tarifa UGS	385,23	438,03	823,25
CMEC+SCAE	306,14	136,19	442,34
SPRE	79,08	301,83	380,92
Ajustamento total	322,78	54,60	377,38

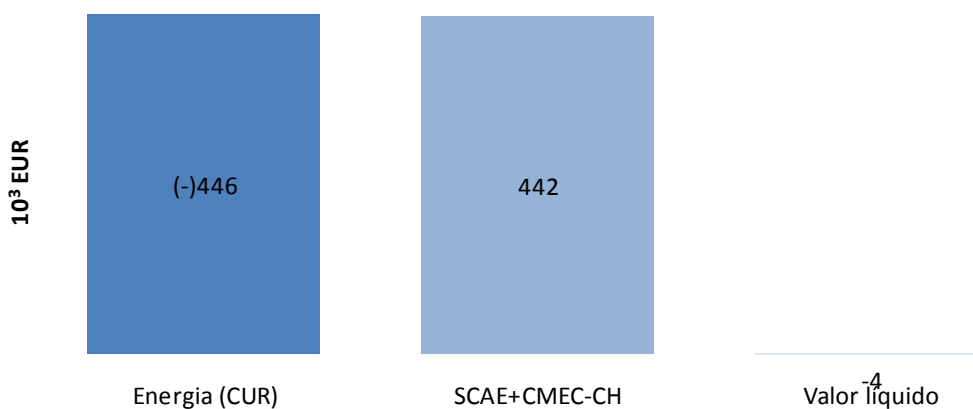
Em 2009, o preço médio de energia no mercado organizado situou-se nos 45€/MWh, acima dos 42,88€/MWh considerado no ajustamento provisório de 2009 em tarifas de 2010 o que gerou um desvio de cerca de 27,56 milhões de euros. O desvio da convergência para tarifas aditivas em 2009 foi de 34,88 milhões de euros. No total gerou-se um desvio negativo de 62,44 milhões de euros.

Em 2010, a redução do preço médio de energia no mercado organizado de 50 €/MWh (valor considerado para tarifas 2010) para cerca de 39 €/MWh (valor em linha com as previsões do CUR), associada a um aumento de clientes que saíram para o mercado liberalizado geraram um desvio negativo de cerca de 383,43 milhões de euros.

Assim, o montante de desvios dos custos de energia eléctrica do CUR, referentes aos anos de 2009 e 2010 ascende a 445,9 milhões de euros a devolver aos consumidores.

Os ajustamentos relativos ao sobrecusto CAE, aos CMEC e o diferencial de correcção de hidraulicidade totalizam 442,3 milhões de euros a pagar pelos consumidores.

Desta forma, é possível obter o saldo líquido do desvio relativo à produção de energia, no montante de -4 milhões de euros, valor a devolver aos clientes, conforme mostra a Figura 3-23.

Figura 3-23 – Valor líquido dos desvios relativos à produção de energia

Ao contrário de 2010, este valor é muito reduzido, principalmente pelo facto do desvio de energia não atingir os valores do ano passado (reflexo do elevado valor do ajustamento provisório de 2009).

Para a reposição do valor da UGS de 2011, é preciso incluir o valor relativo ao desvio de energia líquido de 2010 devolvido aos clientes no montante de 509 milhões de euros.

Além disso, há que considerar os valores do sobrecusto da PRE no total de 228 milhões de euros, subdivididos pelas seguintes rubricas:

- Ajustamentos de anos anteriores no total de 63 milhões de euros:
 - Ajustamentos referentes aos anos de 2008 e 2009, cerca de 194 milhões de euros, recuperados em 2010.
 - Ajustamentos referentes aos anos de 2009 e 2010, cerca de 381 milhões de euros, a recuperar em 2011.
 - Efeito do diferimento do valor dos ajustamentos reais e provisórios de 2009 e 2010 relativos à correcção da Cogeração^{FER}, acrescido dos respectivos encargos financeiros, que totaliza cerca de 124 milhões de euros.
- Agravamento do sobrecusto da PRE no montante de 166 milhões de euros:
 - Agravamento do sobrecusto em cerca de 222 milhões de euros.
 - Efeito do diferimento do valor do sobrecusto de 2011 relativo à correcção da Cogeração^{FER}, acrescido dos respectivos encargos financeiros, que totaliza cerca de 57 milhões de euros.

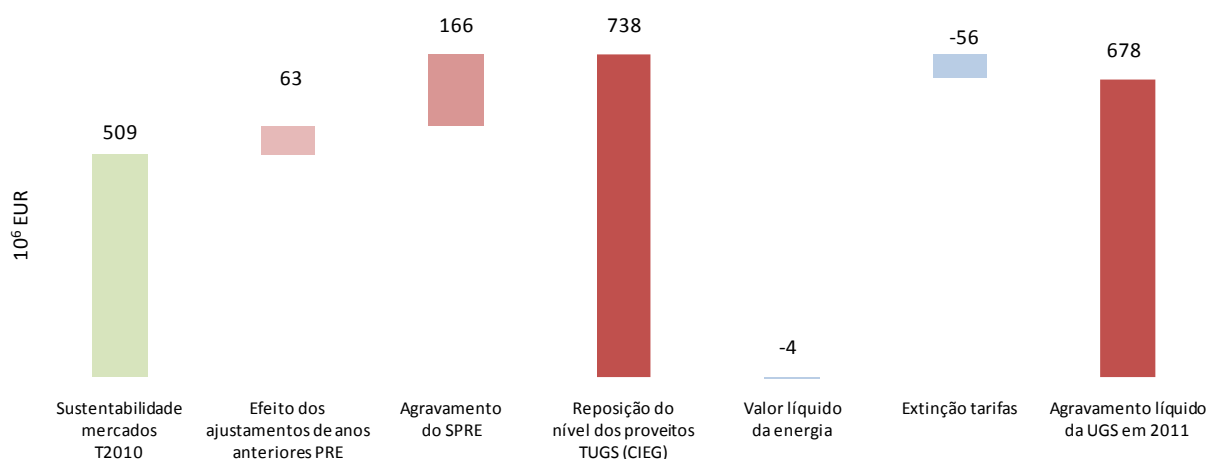
A reclassificação da Cogeração^{FER}, como já referido, teve impactes ao nível do cálculo dos ajustamentos a repercutir em 2011, resultando numa redução do sobrecusto da PRE^{FER} em 126 439 milhares de euros

e conseqüentemente num acréscimo do sobrecusto PRE^{FENR} de 221 852 milhares de euros. O detalhe destes valores é apresentado no documento “Proveitos Permitidos das empresas reguladas do sector eléctrico em 2011”.

No entanto, devido ao elevado valor a reflectir na PRE^{FENR} , considerou-se o seu diferimento de forma gradual por 3 anos acrescido dos respectivos encargos financeiros, o que possibilitou um desagravamento nesta rubrica de 180 806 milhares de euros em 2011, descriminado da forma acima mencionada.

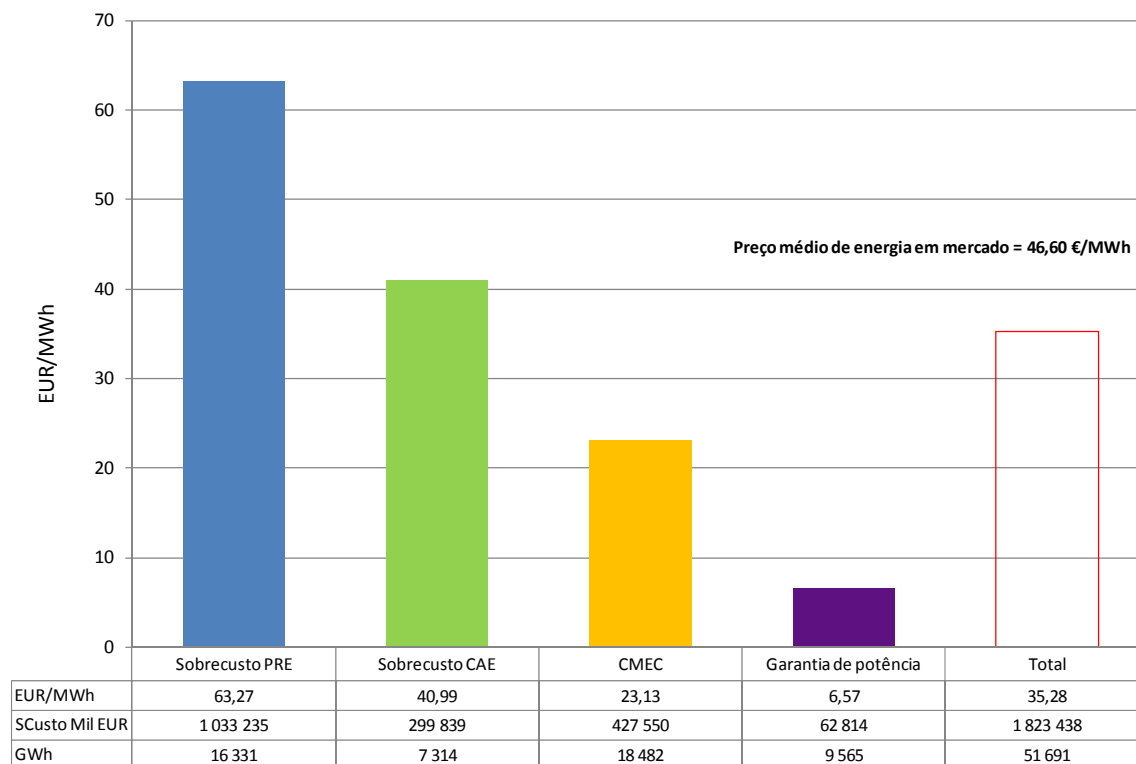
A figura seguinte é demonstrativa das rubricas e valores da reposição dos proveitos a recuperar pela tarifa de UGS.

Figura 3-24 – Reposição do nível de proveitos a recuperar com a tarifa UGS (CIEG)



Como se pôde observar grande parte dos custos com CIEG diz respeito à produção de energia eléctrica quer por produtores em regime ordinário (CMEC, sobrecusto CAE e garantia de potência) quer por produtores em regime especial (SPRE), sendo que os CIEG abrangem todas as instalações de produção de energia eléctrica em Portugal continental. Deste modo, a análise destes custos para o sistema pode igualmente ser efectuada tendo em conta o custo atribuído a cada CIEG, por unidade produzida pelas respectivas instalações.

Na Figura 3-25 apresentam-se os custos de CIEG associados à produção em regime especial (PRE), aos CAE não cessados das centrais da Tejo Energia e da Turbogás, aos CMEC e ao incentivo ao investimento em capacidade de produção previsto nos serviços de garantia de potência introduzidos pela Portaria n.º 765/2010 de 20 de Agosto, por unidade prevista produzir em 2011 pelas respectivas instalações beneficiárias destes custos.

Figura 3-25 – Custos de CIEG associados à produção de energia eléctrica por unidade produzida

A análise efectua-se na óptica do consumidor, isto é, todos custos com CIEG apresentados dizem respeito aos custos integrados nas tarifas a pagar pelos consumidores em 2011, incluindo os ajustamentos dos anos anteriores.

Assim, no que diz respeito à PRE, os valores apresentados correspondem ao total do sobrecusto a repercutir nas tarifas de 2011, nomeadamente, o resultante da aquisição da produção previsível para 2011, dos ajustamentos relativos aos anos de 2009 ($t-2$) e 2010 ($t-1$), deduzidos da correcção a fazer nos valores de 2009 e 2010 resultantes da reclassificação da cogeração^{FER}.

O cálculo do sobrecusto CAE baseia-se nas previsões de produção para 2011 e respectivos custos associados às centrais da Tejo Energia e da Turbogás, assim como os ajustamentos desta rubrica de custos relativos aos anos de 2009 ($t-2$) e 2010 ($t-1$).

Quanto ao sobrecusto dos CMEC, este integra todos os custos associados a este mecanismo que são incorporados nas tarifas de 2011, designadamente os custos com as parcelas fixa, de acerto e de alisamento e os respectivos ajustamentos de facturação. A produção considerada é a produção para 2011 das centrais abrangidas por este mecanismo, implícita no cálculo do valor inicial dos CMEC.

O sobrecusto dos serviços de garantia de potência por unidade de energia entregue ao sistema eléctrico pelas centrais abrangidas pelas disposições da Portaria n.º 765/2010, de 20 de Agosto, é uma função

inversa das horas de funcionamento destas centrais, por ser pago tendo como referencial a potência instalada das centrais abrangidas por esse diploma e não a energia produzida pelas mesmas. Os valores apresentados na figura correspondem a uma estimativa para 2011, supondo 2 000 horas de funcionamento para as centrais hidroeléctricas e 3 000 horas para as centrais térmicas de ciclo combinado.

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

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

A Figura 3-25 apresenta igualmente o valor médio do custo unitário do conjunto das instalações abrangidas pelos CIEG, 35,28 €/MWh.

Constata-se assim que toda a produção de energia eléctrica em Portugal continental tem um custo real superior ao verificado no mercado *spot*, traduzindo-se num sobrecusto que é transferido para os consumidores através das tarifas. Para o consumidor de energia eléctrica, o custo de produção implícito no preço da energia eléctrica fornecida corresponde ao preço da energia adquirida no mercado grossista (*spot*, contratos bilaterais, mercado de futuros, etc.), adicionado dos custos unitários dos CIEG associados à produção de energia eléctrica. No caso do consumidor regulado prevê-se, com base nos pressupostos enunciados, que para 2011 este custo corresponda a 81,88 €/MWh, isto é: 35,28 €/MWh + 46,60 €/MWh.

3.3.5 OUTROS CUSTOS

Para o aumento total do montante a recuperar pela tarifa de UGS, que se prevê que atinja os 576 milhões de euros, é ainda necessário considerar a evolução das seguintes componentes:

- Agravamento do sobrecusto CAE e dos custos de funcionamento no âmbito da actividade de compra e venda de energia eléctrica do agente comercial no valor de 44,8 milhões de euros.

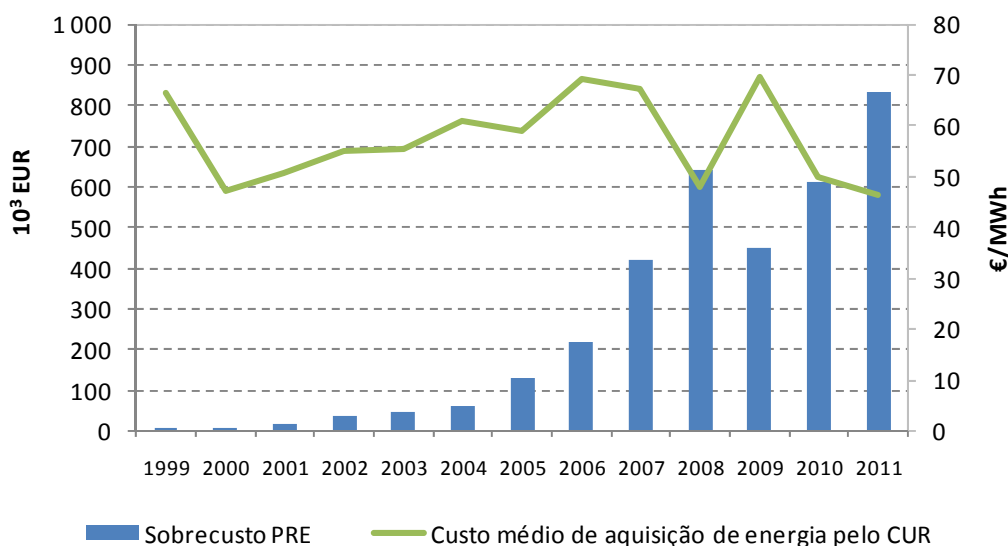
- Redução do sobrecusto das Regiões Autónomas em 64,6 milhões de euros, o qual resulta essencialmente dos montantes a devolver referentes a ajustamentos de anos anteriores.
- Desvio de facturação entre os valores facturados pela EDP Distribuição e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa UGS no montante de 93,4 milhões de euros a devolver aos consumidores, tendo passado de um valor, a devolver em 2010, de 49 milhões de euros, para um valor, a recuperar em 2011, de 44 milhões de euros.

3.3.6 EVOLUÇÃO DO SOBRECUSTO DA PRE

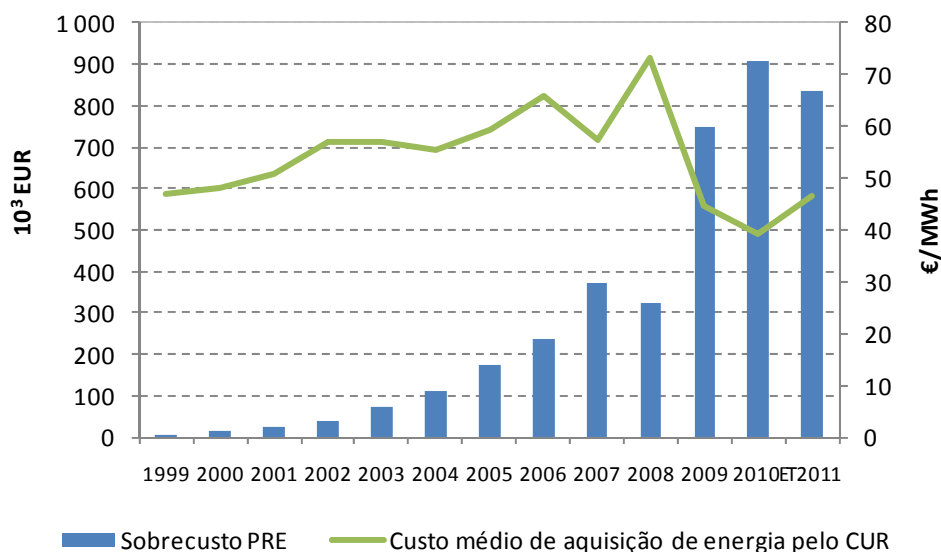
O sobrecusto unitário com a aquisição da produção em regime especial resulta da diferença entre o preço médio de aquisição aos produtores em regime especial e o preço médio de mercado¹⁰.

Na Figura 3-26 apresenta-se a evolução do sobrecusto com a aquisição a produtores em regime especial no período 1999 a 2011, 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 3-27 apresentam-se os valores efectivamente ocorridos. A diferença entre as duas figuras é dada pelos ajustamentos de anos anteriores.

Figura 3-26 - Evolução do sobrecusto PRE (valores previstos para tarifas)

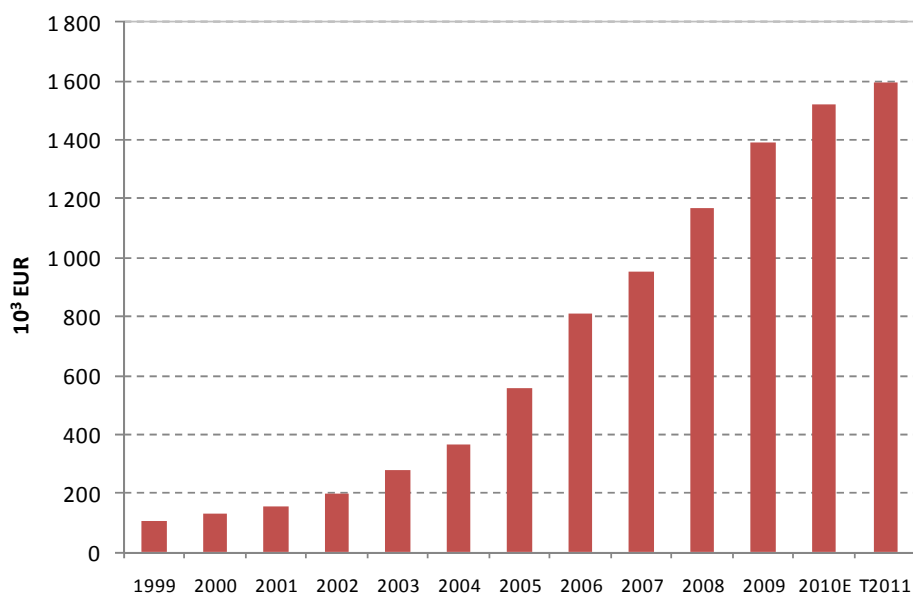


¹⁰ Até 1 de Julho de 2007 utilizava-se o custo equivalente de aquisição de energia eléctrica no Sistema Eléctrico Público (tarifa de Energia e Potência e tarifa de Uso da Rede de Transporte).

Figura 3-27- Evolução do sobrecusto PRE (valores ocorridos)

Pela análise das figuras anteriores é evidente a grande relação existente entre o preço de mercado e o sobrecusto da PRE, ou seja, quando o preço de mercado aumenta o sobrecusto diminui. Esta situação é bem visível tanto para os valores de tarifas como para os valores reais.

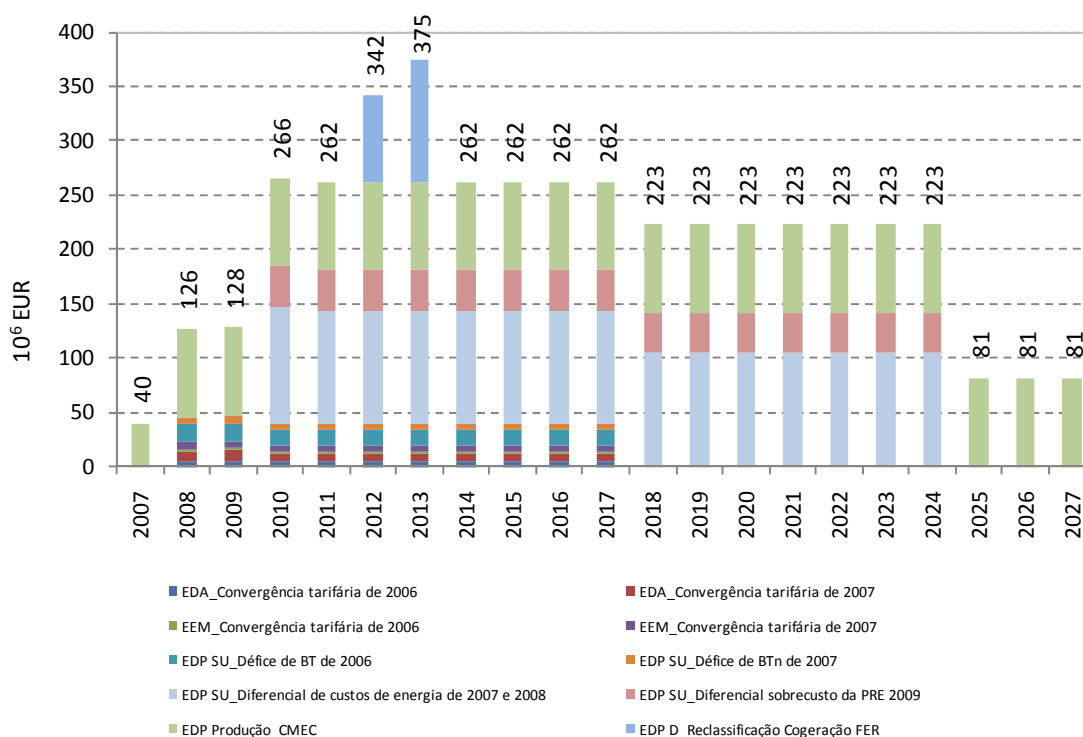
Embora, os valores do sobrecusto apresentem as variações já mencionadas, o custo total com as aquisições a produtores em regime especial apresentam uma tendência crescente, conforme mostra a Figura 3-28 (valores ocorridos desde 1999).

Figura 3-28 – Custo total com a aquisição a produtores em regime especial

3.3.7 PROVEITOS A RECUPERAR NOS PRÓXIMOS ANOS

Para além dos custos anuais e ajustamentos de anos anteriores, é necessário incorporar os valores que não foram incluídos nos proveitos do respectivo ano por terem sido diferidos; designadamente os défices tarifários de 2006 e 2007 ao abrigo do Decreto-Lei 237-B/2006, o diferencial dos custos de energia de 2007 e 2008 e do sobrecusto da PRE, ambos ao abrigo do Decreto-Lei 165/2008. Bem como os custos para a manutenção do equilíbrio contratual das centrais da EDP Produção que cessaram os contratos de aquisição de energia com a REN e o montante referente ao diferimento da reclassificação da cogeração^{FER}.

Figura 3-29 – Proveitos a recuperar nos próximos anos

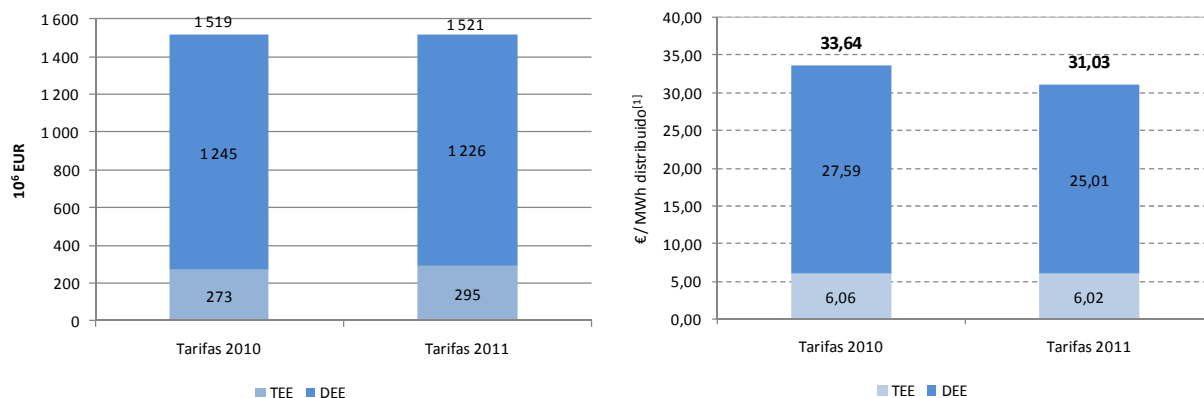


Nota: [1] Todos os valores, exceptuando os CMEC e o diferimento da reclassificação da cogeração^{FER}, encontram-se cedidos a terceiros.
[2] Os CMEC e o diferimento da reclassificação da cogeração^{FER} incluem juros uma vez que a taxa é fixa para todo o período.

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

Da análise da Figura 3-30 verifica-se que os proveitos permitidos das actividades de Transporte e Distribuição de Energia Eléctrica apresentam um acréscimo de 0,1% e que os custos unitários por unidade distribuída decresceram 8 %.

Figura 3-30 – Variação dos proveitos permitidos das actividades de Transporte e Distribuição

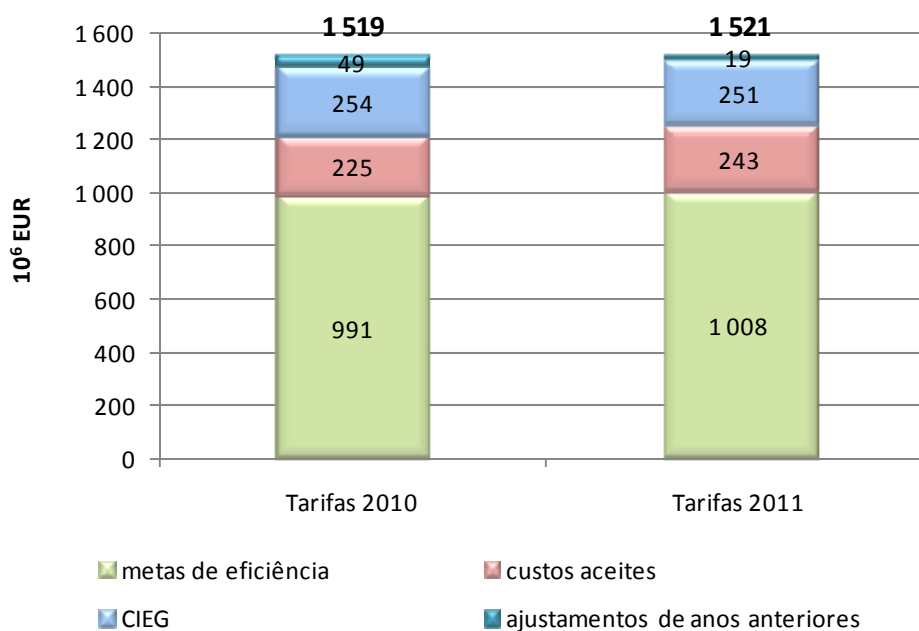


^[1] Energia distribuída à saída da rede de distribuição

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

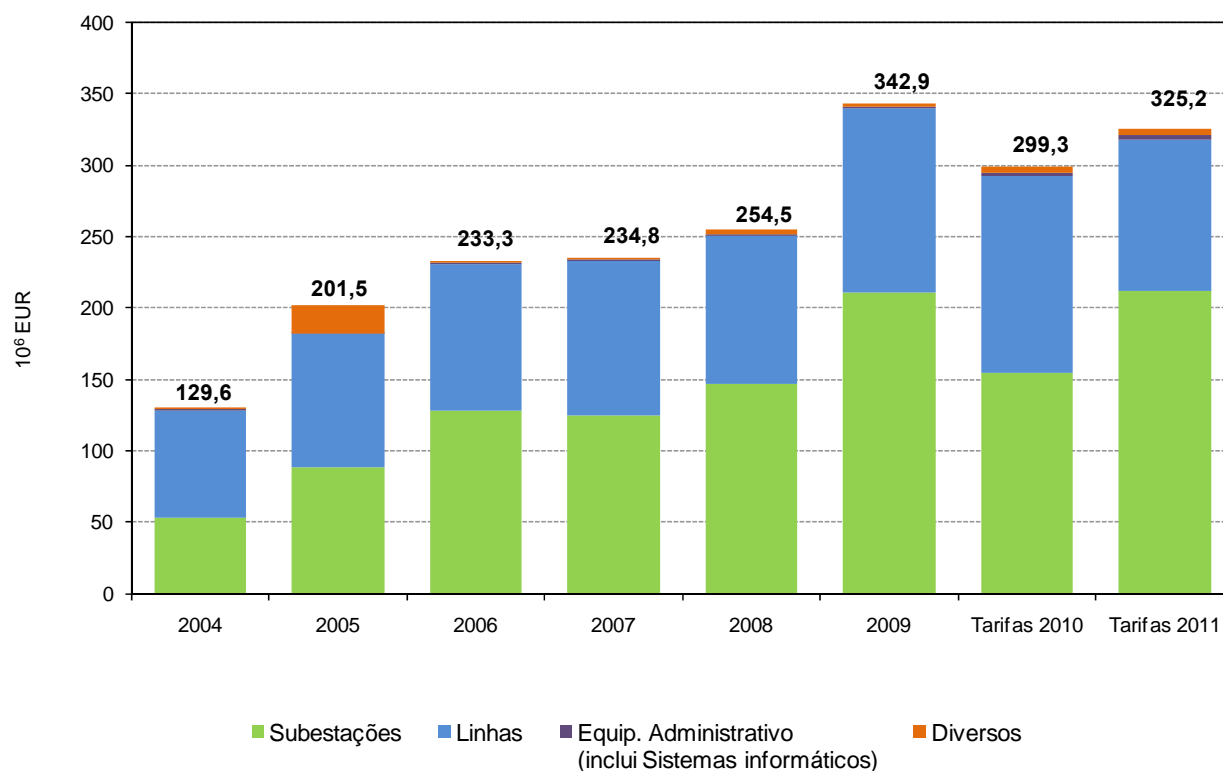
A análise da variação dos proveitos permitidos destas actividades pode ser efectuada tendo em conta os seguintes componentes: (i) metas de eficiência impostas; (ii) custos aceites e incentivos; (iii) custos de interesse económico geral e (iv) e ajustamentos de anos anteriores. O contributo de cada uma destas actividades pode ser analisado na Figura 3-31.

Figura 3-31 – Variação dos proveitos permitidos das actividades de Transporte e Distribuição, por componente



Através da análise da figura verificamos que para a estagnação do nível de proveitos permitidos das actividades de Transporte e Distribuição contribuíram, para além do decréscimo de ajustamentos de anos anteriores, o reduzido acréscimo das metas de eficiência. Consta-se que no que se refere aos custos aceites estes aumentam 8%, essencialmente devido ao aumento dos custos com capital da actividade de Transporte de Energia Eléctrica, que resulta essencialmente do elevado investimento que a REN tem vindo a efectuar como se pode verificar na Figura 3-32.

Figura 3-32 – Investimentos a custos técnicos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica



Refira-se que em Tarifas 2011 a base de activos a remunerar na actividade de Transporte de Energia Eléctrica incorpora a aplicação do mecanismo de valorização dos custos unitários da RNT a custos de referência com efeitos desde 2009.

Para o cálculo dos proveitos permitidos de 2011, considerou-se a totalidade do investimento que entrou em exploração em 2010 e 2011 com a valorização a custos de referência atribuída pela REN nas contas reguladas enviadas à ERSE. Os montantes em causa não contemplam a aplicação integral do mecanismo de custos de referência, conforme disposto no Despacho n.º 14 430/2010 de 15 de Setembro, pelos seguintes motivos:

1. Desfasamento temporal entre o envio das contas reguladas para cálculo de proveitos e a data de publicação do Despacho mencionado;
2. A metodologia de actualização dos custos de referência sofreu alterações face ao disposto no estudo da Deloitte, nomeadamente com a introdução de factores de eficiência;
3. Falta de informação dos valores previsionais para a realização das obras, que mediante comparação com os custos de referência, permitem definir a valorização e taxa de remuneração para os activos que entrarem em exploração.

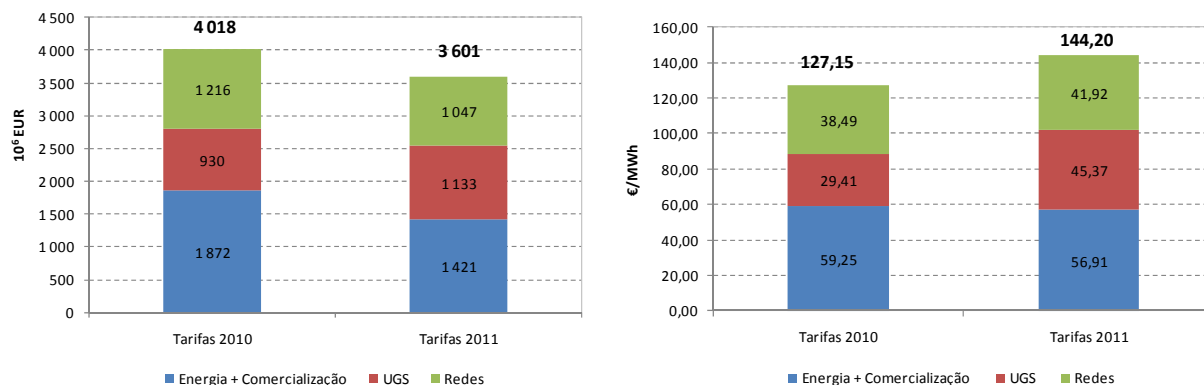
Com base na mais recente actualização disponibilizada pela REN dos dados técnicos dos investimentos acima mencionados, a ERSE efectuou a aplicação dos custos de referência, excluindo as restrições dependentes do valor previsional para a realização das obras, tendo obtido uma diferença substancial entre o total dos dois anos apresentado pela REN e o mesmo total calculado pela ERSE, que poderá provir de discrepâncias na aplicação da metodologia ou de diferente caracterização dos investimentos (quantidades, tipologias, ausência de informação). De salientar que os valores considerados para proveitos permitidos para 2011 serão ajustados em Tarifas 2012 e Tarifas 2013, respectivamente, quando, no cálculo dos ajustamentos de t-2 se aplicar o mecanismo tendo em conta os valores efectivamente ocorridos.

Relativamente aos incentivos introduzidos neste período de regulação, foi considerado o incentivo à manutenção em exploração do equipamento em fim de vida útil, os custos operacionais de exploração e custos incrementais e foi incluído pela primeira vez para Tarifas o incentivo à disponibilidade da rede de transporte.

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.

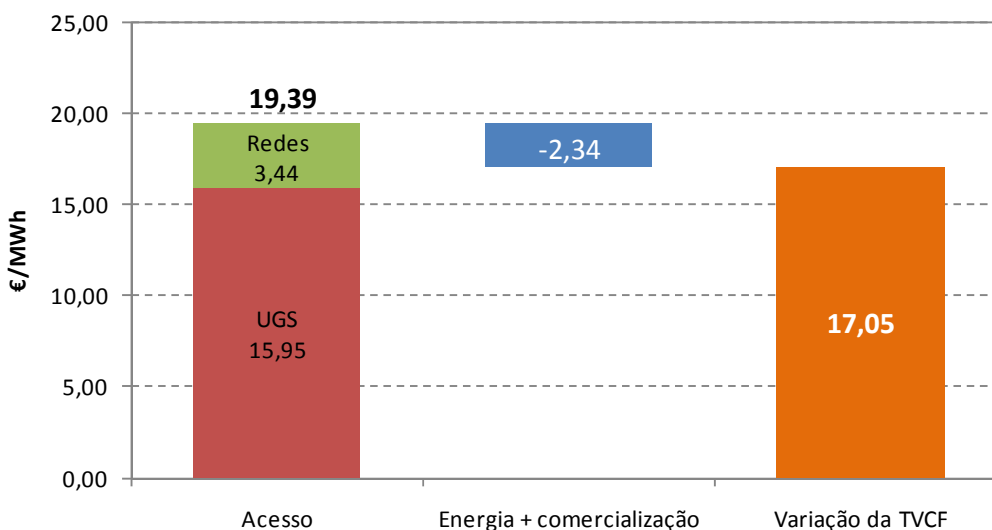
Na figura seguinte, apresenta-se a variação dos proveitos a recuperar com as tarifas de Venda a Clientes Finais, de 2010 para 2011.



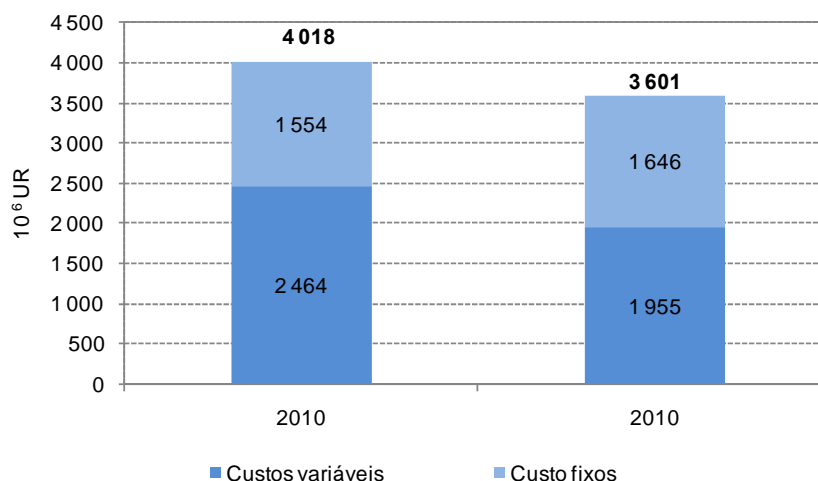
A evolução do proveito unitário da TVCF pode ser analisada decompondo-a entre o efeito da variação da estrutura de quantidades e a variação tarifária. Esta análise é efectuada no capítulo 7. Importa também analisar esta evolução noutras perspectivas, nomeadamente, na perspectiva da variação dos custos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

A variação de 17,05 €/MWh no proveito unitário resulta de um agravamento dos proveitos unitários a recuperar com as tarifas de acesso em 19,39 €/MWh, conjugado com uma redução dos custos com a aquisição de energia e comercialização de -2,34 €/MWh, conforme se pode verificar pela análise da Figura 3-33.

A subida do custo unitário com a utilização das redes justifica-se pelo facto da carteira de clientes do CUR apresentar um peso cada vez maior dos consumidores em BT, os quais suportam um encargo com as redes superior aos consumidores dos restantes níveis de tensão.

Figura 3-33 – Variação do proveito unitário da TVCF de 2010 para 2011

A Figura 3-34 apresenta a decomposição do nível global de proveitos a recuperar pelas TVCF de 2010 e de 2011, distinguindo-se entre custos fixos e custos variáveis associados com a evolução dos consumos.

Figura 3-34 - Decomposição do nível global dos proveitos a recuperar pelas TVCF entre custos fixos e custos variáveis

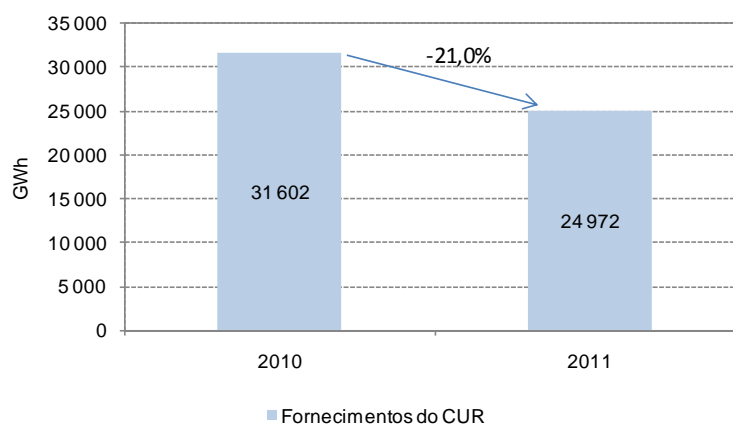
Na parte dos custos variáveis consideram-se todos os custos de energia, os custos de comercialização (com excepção dos ajustamentos referentes a 2009 e da parcela fixa dos proveitos da comercialização), os encargos com as rendas dos municípios e a componente variável dos proveitos de Uso da Rede de Distribuição. 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 2009 da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, bem como a parcela fixa dos proveitos da comercialização.

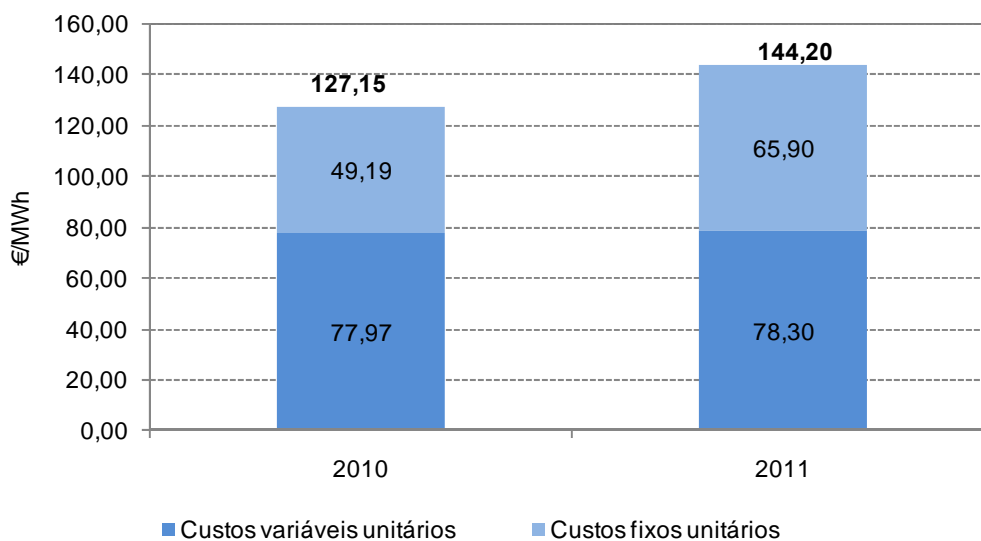
A Figura 3-35 apresenta os valores dos fornecimentos do CUR, considerados pela ERSE nas tarifas de 2010 e nas tarifas para 2011.

Figura 3-35 – Fornecimentos do CUR

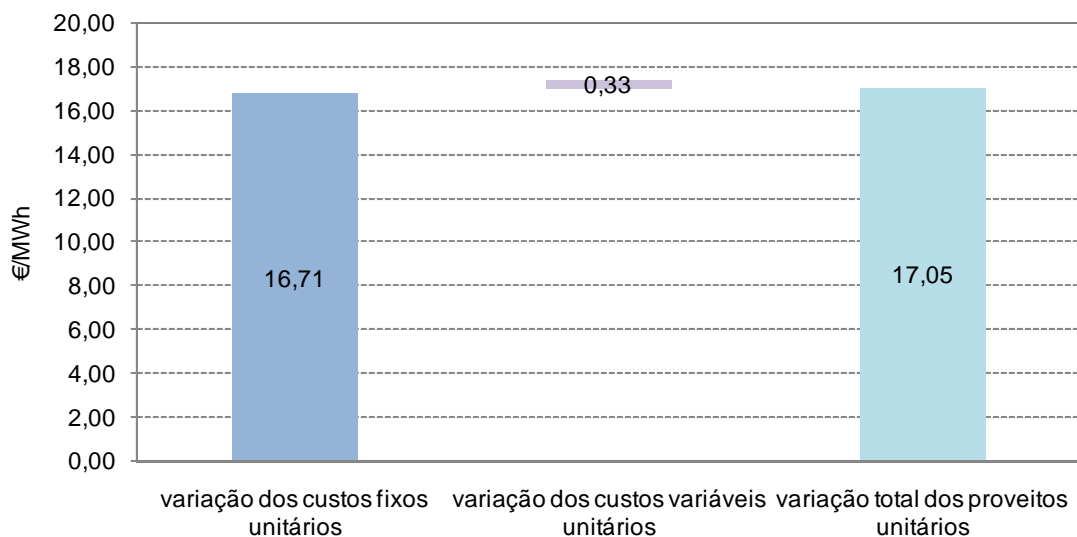


Os fornecimentos do CUR apresentam um decréscimo de 21% justificando parte do agravamento dos custos unitários incluídos na TVCF.

A Figura 3-36 evidencia a evolução dos proveitos unitários da TVCF entre 2010 e 2011, por categoria de custo fixo e variável.

Figura 3-36 - Evolução dos custos unitários fixos e variáveis incluídos na TVCF

O crescimento dos proveitos unitários de 17,05€/MWh pode ser decomposto pela variação dos custos fixos unitários (+16,71€/MWh) e pela variação dos custos variáveis unitários (+0,33€/MWh), tal como se apresenta na Figura 3-37.

Figura 3-37 - Decomposição da variação nos proveitos unitários

4 TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA EM 2011

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 transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR e 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, nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR 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 transitórias 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, nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2011

Tarifas para a energia eléctrica em 2011

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, nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR 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, nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR 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
<i>Tarifas de Acesso às Redes</i>		a) Operadores das redes de distribuição	clientes em MAT, AT, MT e BT	Utilização das redes e serviços associados	incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR, nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR e nas tarifas de mercado livre

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2011

Tarifas para a energia eléctrica em 2011

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objecto	Observações
Tarifas de Comercialização	C				
<i>Tarifa transitória 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 transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR
<i>Tarifa transitória 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 transitórias 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 Venda a Clientes Finais aplicáveis aos fornecimentos em BTN	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.

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 2011.

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	0,0014
	Horas cheias	0,0014
	Horas de vazio normal	0,0014
	Horas de super vazio	0,0014

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	0,0080
	Horas cheias	0,0080
	Horas de vazio normal	0,0080
	Horas de super vazio	0,0080

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	0,0025
	Horas cheias	0,0018

No Quadro 4-5 apresentam-se os preços da tarifa de Uso Global do Sistema para 2011, 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	0,0119
	Horas cheias	0,0112
	Horas de vazio normal	0,0094
	Horas de super vazio	0,0094

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 2011 proporcionam os proveitos permitidos em 2011, 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 2011 que está definida no documento “Estrutura Tarifária no Sector Eléctrico em 2011”.

Quadro 4-6 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Transporte em 2011

EUR/kW/mês	Potência contratada	Potência horas de ponta
MAT	0,0750	0,6749
AT	0,1437	1,2933

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 2011.

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	1,402
	Contratada	0,156
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	0,0174
	Recebida	0,0130

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	2,368
	Contratada	0,263
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	0,0174
	Recebida	0,0130

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	0,0014
	Horas cheias	0,0014
	Horas de vazio normal	0,0014
	Horas de super vazio	0,0014

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 de último recurso por forma a assegurar-se a sustentabilidade dos mercados regulado e livre.

O termo de potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema 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)		0,743					
Energia activa (EUR/kWh)		MAT	AT	MT	BTE	BTN>2,3 kVA	BTNS≤2,3 kVA
	Horas de ponta	0,0073	0,0088	0,0124	0,0111	0,0308	0,0077
	Horas cheias	0,0073	0,0088	0,0124	0,0111	0,0308	0,0077
	Horas de vazio normal	0,0073	0,0088	0,0124	0,0111	0,0308	0,0077
	Horas de super vazio	0,0073	0,0088	0,0124	0,0111	0,0308	0,0077

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 4-11.

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	0,0025
	Horas cheias	0,0018

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)		0,743					
Energia activa (EUR/kWh)		MAT	AT	MT	BTE	BTN>2,3 kVA	BTN≤2,3 kVA
	Horas de ponta	0,0112	0,0127	0,0163	0,0150	0,0347	0,0116
	Horas cheias	0,0105	0,0120	0,0156	0,0143	0,0340	0,0109
	Horas de vazio normal	0,0087	0,0102	0,0138	0,0125	0,0322	0,0091
	Horas de super vazio	0,0087	0,0102	0,0138	0,0125	0,0322	0,0091

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	0,743	0,0111	0,0104	0,0086	0,0086
AT	4	0,743	0,0128	0,0121	0,0102	0,0102
MT	4	0,743	0,0173	0,0165	0,0144	0,0143
BTE	4	0,743	0,0171	0,0160	0,0137	0,0134
BTN tri-horárias	3	0,743	0,0396	0,0382	0,0352	
BTN bi-horárias	2	0,743	0,0385		0,0352	
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	1	0,743	0,0372			
BTN simples (<=2,3 kVA) e social	1	0,743	0,0115			
BTN (iluminação pública)	1	-	0,0378			

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	0,141	0,003	0,434	0,004	0,146	-0,006	0,021
AT	0,141	0,003	0,434	0,004	0,146	-0,006	0,021
MT	0,141	0,003	0,434	0,004	0,146	-0,006	0,021
BTE	0,141	0,003	0,434	0,004	0,146	-0,006	0,021
BTN tri-horárias	0,141	0,003	0,434	0,004	0,146	-0,006	0,021
BTN bi-horárias	0,141	0,003	0,434	0,004	0,146	-0,006	0,021
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	0,141	0,003	0,434	0,004	0,146	-0,006	0,021
BTN simples (<=2,3 kVA) e social	0,141	0,003	0,434	0,004	0,146	-0,006	0,021
BTN (iluminação pública) *	0,141	0,003	0,434	0,004	0,146	-0,006	0,021

* 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	1,402
	Contratada	0,156
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	0,0174
	Recebida	0,0130

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	2,686
	Contratada	0,298
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	3,105	0,0008	0,0007	0,0006	0,0006	0,0008	0,0007	0,0006	0,0006
MT	4	3,253	0,0008	0,0008	0,0006	0,0006	0,0008	0,0007	0,0006	0,0006
BTE	4	3,491	0,0009	0,0008	0,0006	0,0006	0,0009	0,0008	0,0006	0,0006
BTN tri-horárias	3	-	0,0432	0,0008	0,0006		0,0432	0,0008	0,0006	
BTN bi-horárias	2	-	0,0102		0,0006		0,0102		0,0006	
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	1	-	0,0065				0,0065			
BTN simples (<=2,3 kVA) e social	1	-	0,0065				0,0065			
BTN (iluminação pública)	1	-	0,0033				0,0033			

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 2011 proporcionam os proveitos permitidos em 2011, 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 2011 determinada de acordo com o descrito no documento “Estrutura Tarifária no Sector Eléctrico em 2011”.

Quadro 4-18 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em 2011

EUR/kW/mês	Potência contratada	Potência horas de ponta
AT	0,0987	0,9774
MT	0,8184	4,6513
BT	0,4946	5,5003

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	0,652
	Contratada	0,066
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	0,0177
	Recebida	0,0133

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	3,102
	Contratada	0,546
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	0,0017
	Horas de vazio normal	0,0010
	Horas de super vazio	0,0008
Energia reactiva (EUR/kvarh)		
	Fornecida	0,0193
	Recebida	0,0145

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	8,144
	Contratada	0,732
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	0,0220
	Recebida	0,0168

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	0,652	0,066	0,0007	0,0006	0,0003	0,0003	0,0007	0,0006	0,0003	0,0003	0,0177	0,0133
MT	4	0,769	-	0,0007	0,0006	0,0003	0,0003	0,0007	0,0006	0,0003	0,0003	-	-
BTE	4	0,825	-	0,0008	0,0006	0,0004	0,0003	0,0008	0,0006	0,0004	0,0003	-	-
BTN tri-horárias	3	-	-	0,0108	0,0006	0,0003		0,0108	0,0006	0,0003		-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0029		0,0003		0,0029		0,0003		-	-
BTN simples (<=20,7 kVA)	1	-	-	0,0019				0,0019				-	-
BTN simples (<=2,3 kVA) e social	1	-	-	0,0019				0,0019				-	-
BTN (iluminação pública)	1	-	-	0,0010				0,0010				-	-

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	3,102	0,546	0,0021	0,0018	0,0010	0,0008	0,0021	0,0017	0,0010	0,0008	0,0193	0,0145
BTE	4	4,057	-	0,0023	0,0019	0,0010	0,0008	0,0023	0,0019	0,0010	0,0008	-	-
BTN tri-horárias	3	-	-	0,0514	0,0019	0,0010	0,0008	0,0514	0,0019	0,0010	0,0008	-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0129	0,0010	0,0010	0,0008	0,0129	0,0010	0,0010	0,0008	-	-
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	1	-	-	0,0083	0,0083	0,0083	0,0083	0,0083	0,0083	0,0083	0,0083	-	-
BTN simples (<=2,3 kVA) e social	1	-	-	0,0083	0,0083	0,0083	0,0083	0,0083	0,0083	0,0083	0,0083	-	-
BTN (iluminação pública)	1	-	-	0,0043	0,0043	0,0043	0,0043	0,0043	0,0043	0,0043	0,0043	-	-

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	8,144	0,732	0,0032	0,0027	0,0017	0,0010	0,0220	0,0168
BTN tri-horárias	3	-	0,732	0,0311	0,0306	0,0015	0,0015	-	-
BTN bi-horárias	2	-	0,732	0,0247	0,0015	0,0015	0,0015	-	-
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	1	-	0,732	0,0158	0,0158	0,0158	0,0158	-	-
BTN simples (<=2,3 kVA) e social	1	-	0,732	0,0158	0,0158	0,0158	0,0158	-	-
BTN (iluminação pública)	1	-	-	0,0095	0,0095	0,0095	0,0095	-	-

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 2011, não permite obter os proveitos permitidos em 2011 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 2011”, 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	0,0567
	Horas cheias	0,0544
	Horas de vazio normal	0,0391
	Horas de super vazio	0,0361
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0573
	Horas cheias	0,0538
	Horas de vazio normal	0,0405
	Horas de super vazio	0,0367

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	0,0565	0,0542	0,0390	0,0360	0,0572	0,0537	0,0404	0,0366
AT	4	0,0576	0,0551	0,0395	0,0365	0,0582	0,0546	0,0409	0,0371
MT	4	0,0603	0,0574	0,0408	0,0375	0,0610	0,0569	0,0422	0,0381
BTE	4	0,0651	0,0609	0,0439	0,0391	0,0651	0,0609	0,0439	0,0391
BTN tri-horárias	3	0,0650	0,0608	0,0425		0,0650	0,0608	0,0425	
BTN bi-horárias	2	0,0618		0,0424		0,0618		0,0424	
BTN simples (<=20,7 kVA)	1	0,0543			0,0543				
BTN simples (<=2,3 kVA) e social	1	0,0543			0,0543				
BTN (iluminação pública)	1	0,0481			0,0481				

4.4.2 TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO

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

Os preços das tarifas de Comercialização transitórias aplicáveis aos fornecimentos em MAT, AT e MT e as tarifas de Comercialização aplicáveis aos fornecimentos em BTN aplicados às quantidades previstas para 2011 igualam os proveitos permitidos em 2011 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 2011” em anexo ao presente documento.

Os preços das tarifas de Comercialização transitórias aplicáveis aos fornecimentos em MAT, AT e MT e as tarifas de Comercialização aplicáveis aos fornecimentos em BTN a aplicar pelo comercializador de último recurso apresentam-se no quadro seguinte.

Quadro 4-27 - Preços das tarifas de Comercialização transitórias aplicáveis aos fornecimentos em MAT, AT e MT e das tarifas de Comercialização aplicáveis aos fornecimentos em BTN

COMERCIALIZAÇÃO EM MAT, AT E MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	(EUR/dia)	
	2,19	0,07201	
Energia activa	(EUR/kWh)		
	0,0003		
COMERCIALIZAÇÃO EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	(EUR/dia)	
	2,22	0,07310	
Energia activa	(EUR/kWh)		
	0,0002		
COMERCIALIZAÇÃO EM BTN		PREÇOS	
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	(EUR/dia)	
	0,48	0,01572	
Energia activa	(EUR/kWh)		
	0,0027		

4.5 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

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

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

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorem em 2011.

Quadro 4-28 - Preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorem em 2011

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	1,402	0,0461
	Contratada	0,899	0,0296
Energia activa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0117	
	Horas cheias	0,0110	
	Horas de vazio normal	0,0091	
	Horas de super vazio	0,0091	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0117	
	Horas cheias	0,0110	
	Horas de vazio normal	0,0091	
	Horas de super vazio	0,0091	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0174	
	Recebida	0,0130	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2011

Tarifas para a energia eléctrica em 2011

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM AT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	3,757	0,1235
	Contratada	0,809	0,0266
Energia activa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0143	
	Horas cheias	0,0134	
	Horas de vazio normal	0,0111	
	Horas de super vazio	0,0111	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0143	
	Horas cheias	0,0134	
	Horas de vazio normal	0,0111	
	Horas de super vazio	0,0111	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0177	
	Recebida	0,0133	

* 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	7,124	0,2342
	Contratada	1,289	0,0424
Energia activa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0209	
	Horas cheias	0,0197	
	Horas de vazio normal	0,0163	
	Horas de super vazio	0,0160	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0209	
	Horas cheias	0,0195	
	Horas de vazio normal	0,0163	
	Horas de super vazio	0,0160	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0193	
	Recebida	0,0145	

* 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	16,517	0,5430
	Contratada	1,475	0,0485
Energia activa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,0243	
	Horas cheias	0,0220	
	Horas de vazio normal	0,0174	
	Horas de super vazio	0,0161	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0220	
	Recebida	0,0168	

* 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	40,71	1,3384
	34,5	50,89	1,6730
	41,4	61,07	2,0076
Energia activa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,1761	
	Horas cheias	0,0721	
	Horas de vazio	0,0386	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2011

Tarifas para a energia eléctrica em 2011

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	5,09	0,1673
	4,6	6,79	0,2231
	5,75	8,48	0,2788
	6,9	10,18	0,3346
	10,35	15,27	0,5019
	13,8	20,36	0,6692
	17,25	25,44	0,8365
	20,7	30,53	1,0038
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0697	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,0892	
	Horas de vazio	0,0386	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,1701	
	Hora cheia	0,0661	
	Hora vazio	0,0386	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (<=2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	1,15	1,70	0,0558
	2,3	3,39	0,1115
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0440	

* RRC art. 184.º, n.º 3

4.6 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL EM BTN

Na presente secção apresentam-se os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso aplicáveis aos consumidores em BTN, a vigorarem em 2011.

Estes preços dependem dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do ano de 2010 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.

4.6.1 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 2011”.

4.6.2 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 2011, 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 2011”, anexo ao presente documento, descreve-se em detalhe a aplicação desta regra.

4.6.3 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO EM BTN, A VIGORAREM EM 2011

As tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso aplicáveis aos consumidores em BTN, a vigorarem em 2011 apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 4-29 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN a vigorarem em 2011

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa de médias utilizações	27,6	40,02	1,3157
	34,5	49,88	1,6399
	41,4	59,74	1,9640
Tarifa de longas utilizações	27,6	159,92	5,2576
	34,5	199,84	6,5699
	41,4	239,74	7,8818
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,2641	
	Horas cheias	0,1276	
	Horas de vazio	0,0697	
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,1700	
	Horas cheias	0,0971	
	Horas de vazio	0,0630	

* 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	5,51	0,1813
	4,6	7,16	0,2353
	5,75	8,80	0,2893
	6,9	10,44	0,3434
	10,35	15,37	0,5054
	13,8	20,30	0,6675
	17,25	25,23	0,8295
	20,7	30,16	0,9916
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1326	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1448	
	Horas de vazio	0,0778	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1593	
	Horas de cheias	0,1373	
	Horas de vazio	0,0778	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2011

Tarifas para a energia eléctrica em 2011

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (<=2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	1,15	2,20	0,0725
	2,3	3,87	0,1273
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1027	

* 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 tri-horária	27,6	21,93	0,7209
	34,5	27,41	0,9011
	41,4	32,88	1,0810
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2639	
	Horas cheias	0,1376	
	Horas de vazio	0,0691	

* 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	1,57	0,0517	
	4,6	2,21	0,0726	
	5,75	2,84	0,0935	
	6,9	3,48	0,1144	
	10,35	5,25	0,1727	
	13,8	7,07	0,2323	
	17,25	8,83	0,2904	
	20,7	10,69	0,3513	
	Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	4,46	0,1468
		4,6	5,28	0,1735
5,75		5,92	0,1945	
6,9		6,56	0,2156	
10,35		8,32	0,2737	
13,8		10,14	0,3333	
17,25		11,90	0,3914	
20,7	13,76	0,4525		
Energia activa		(EUR/kWh)		
Tarifa simples		0,1532		
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1646		
	Horas de vazio	0,0741		
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2429		
	Horas cheias	0,1367		
	Horas de vazio	0,0741		

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BT (ILUMINAÇÃO PÚBLICA)		PREÇOS
Energia activa	(EUR/kWh)	0,1027

4.7 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS TRANSITÓRIAS EM PORTUGAL CONTINENTAL

Através do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de Setembro, são extintas as tarifas reguladas de venda de electricidade a clientes finais, em Portugal continental, com consumos em MAT, AT, MT e BTE. A data de aplicação deste Decreto-Lei tem início no dia 1 de Janeiro de 2011 e prevê um regime transitório até 31 de Dezembro de 2011.

Durante o período transitório, o comercializador de último recurso é obrigado a fornecer electricidade aos clientes finais com consumos em MAT, AT, MT e BTE que ainda não tenham contratado no mercado livre o seu fornecimento, sendo aplicada uma tarifa de venda transitória, a publicar pela ERSE, calculada por aplicação de um factor de agravamento à soma das tarifas de acesso às redes, do custo médio da energia e do custo de comercialização regulada. O referido agravamento é aplicado de forma a incentivar a transferência de clientes da tarifa transitória para o mercado livre, por opção dos clientes, durante o período transitório.

Nos quadros seguintes apresentam-se as tarifas de venda transitórias do comercializador de último recurso aplicáveis aos clientes ligados em MAT, AT, MT e BTE, a vigorarem de 1 de Janeiro de 2011 a 31 de Dezembro de 2011.

Quadro 4-30 - Preços das tarifas de venda transitórias a vigorarem em 2011

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MAT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		62,24	2,0464
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	4,075	0,1340
	Contratada	0,648	0,0213
Energia activa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0834	
	Horas cheias	0,0668	
	Horas de vazio normal	0,0453	
	Horas de super vazio	0,0423	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0839	
	Horas cheias	0,0687	
	Horas de vazio normal	0,0483	
	Horas de super vazio	0,0451	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0174	
	Recebida	0,0130	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2011

Tarifas para a energia eléctrica em 2011

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM AT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		72,39	2,3801
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	5,107	0,1679
	Contratada	0,703	0,0231
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	4,913	0,1615
	Contratada	0,553	0,0182
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	11,178	0,3675
	Contratada	0,352	0,0116
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0917
		Horas cheias	0,0718
		Horas de vazio normal	0,0494
		Horas de super vazio	0,0458
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0918
		Horas cheias	0,0744
		Horas de vazio normal	0,0511
		Horas de super vazio	0,0474
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1038
		Horas cheias	0,0744
		Horas de vazio normal	0,0516
		Horas de super vazio	0,0483
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1060
		Horas cheias	0,0772
		Horas de vazio normal	0,0531
		Horas de super vazio	0,0490
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1260
		Horas cheias	0,0884
		Horas de vazio normal	0,0532
		Horas de super vazio	0,0498
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1266
		Horas cheias	0,0878
		Horas de vazio normal	0,0547
		Horas de super vazio	0,0505
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
		Fornecida	0,0177
		Recebida	0,0133

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2011

Tarifas para a energia eléctrica em 2011

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		44,41	1,4602
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	8,301	0,2729
	Contratada	1,291	0,0424
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	8,376	0,2754
	Contratada	1,175	0,0386
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	12,915	0,4246
	Contratada	0,457	0,0150
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1100
		Horas cheias	0,0842
		Horas de vazio normal	0,0535
		Horas de super vazio	0,0500
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1135
		Horas cheias	0,0866
		Horas de vazio normal	0,0556
		Horas de super vazio	0,0517
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1158
		Horas cheias	0,0874
		Horas de vazio normal	0,0544
		Horas de super vazio	0,0510
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1221
		Horas cheias	0,0877
		Horas de vazio normal	0,0575
		Horas de super vazio	0,0534
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1830
		Horas cheias	0,0958
		Horas de vazio normal	0,0613
		Horas de super vazio	0,0573
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1834
		Horas cheias	0,0956
		Horas de vazio normal	0,0615
		Horas de super vazio	0,0574
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
		Fornecida	0,0193
		Recebida	0,0145

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		26,03	0,8559
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	11,348	0,3731
	Contratada	0,495	0,0163
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	17,241	0,5668
	Contratada	1,247	0,0410
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa de médias utilizações	Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,1921
		Horas cheias	0,1028
		Horas vazio normal	0,0677
		Horas super vazio	0,0628
	Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,1287
		Horas cheias	0,0938
		Horas vazio normal	0,0588
		Horas super vazio	0,0548
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
		Fornecida	0,0220
		Recebida	0,0168

* RRC art. 184.º, n.º 3

4.8 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 para 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 2011 na RAA.

Quadro 4-31 - 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	43 114
Custos com a convergência tarifária a incorporar nas TVCF da RAA	6 083

Os custos com a convergência tarifária na Região Autónoma, a incorporar em 2011, respectivamente, nas tarifas da RAA e na tarifa de UGS, são apresentados no Quadro 4-32 e no Quadro 4-33.

**Quadro 4-32 - 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 2011	111 120
(2)	Proveitos Tarifas Aditivas em 2011	105 036
(1) - (2)	Custos com a convergência tarifária de 2011 a incorporar nas TVCF da RAA (SRAA)	6 083

**Quadro 4-33 - 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 2011	154 233
(2)	Proveitos TVCF RAA em 2011	111 120
(1) - (2)	Custos com a convergência tarifária de 2011 a incorporar na tarifa UGS	43 114

Em 2011, 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 2011”.

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

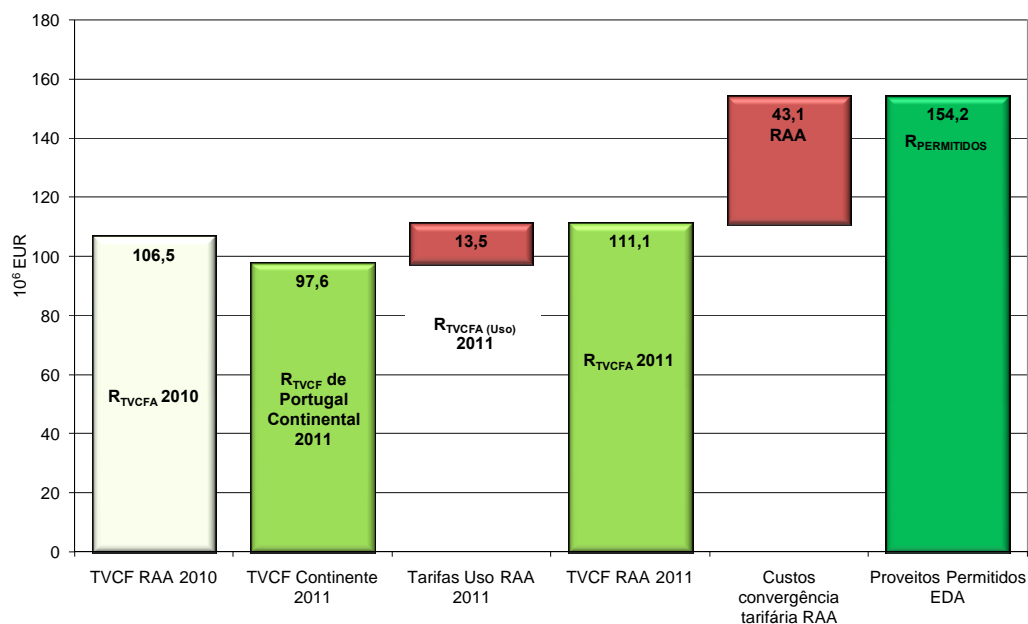
O princípio da convergência tarifária nas Regiões Autónomas pressupõe que os preços pagos pela energia eléctrica pelos consumidores da região sejam iguais aos que seriam pagos com a aplicação das tarifas de Portugal continental a esses mesmos fornecimentos.

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 2011 encontra-se descrito em anexo no documento “Estrutura Tarifária no Sector Eléctrico em 2011”.

Na Figura 4-1 apresentam-se os proveitos a recuperar em 2011 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 2011 da RAA



R_{TVCFA} 2010 - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF da RAA em 2010 (inclui opções tarifárias dependentes do uso dado à energia eléctrica)
 R_{TVCF} de Portugal Continental 2011 - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF do continente na RAA (exclui opções tarifárias dependentes do uso dado à energia eléctrica)
 $R_{TVCFA (Uso)}$ 2011 - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF da RAA dependentes do uso dado à energia eléctrica e de aplicação transitória
 R_{TVCFA} 2011 - 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
 $R_{permittidos}$ - Proveitos Permitidos à EDA em 2011

A aplicação em 2011 na Região Autónoma dos Açores de tarifas de Venda a Clientes Finais iguais às de 2010 proporcionaria 106,5 milhões de euros. A aplicação das tarifas do Continente proporciona 97,6 milhões de euros e as tarifas dependentes do uso dado à energia eléctrica de carácter transitório 13,5 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.

4.8.2 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA A VIGOREM EM 2011

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorem em 2011, resultantes do mecanismo de convergência para tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 4-34 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorem em 2011

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		43,80	1,4401
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	8,288	0,2725
	Contratada	1,122	0,0369
Energia activa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1099	
	Horas cheias	0,0861	
	Horas de vazio normal	0,0534	
	Horas de super vazio	0,0499	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1134	
	Horas cheias	0,0879	
	Horas de vazio normal	0,0555	
	Horas de super vazio	0,0516	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0191	
	Recebida	0,0141	

* 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)*
		19,86	0,6531
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	17,305	0,5689
	Contratada	1,109	0,0365
Energia activa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,1246	
	Horas cheias	0,0967	
	Horas de vazio normal	0,0591	
	Horas de super vazio	0,0551	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0224	
	Recebida	0,0168	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2011

Tarifas para a energia eléctrica em 2011

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>17,25 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
	20,7	28,45	0,9354
	27,6	37,50	1,2328
	34,5	46,54	1,5302
	41,4	55,59	1,8276
	55,2	73,68	2,4224
	69,0	91,77	3,0172
	103,5	137,00	4,5042
	110,4	146,05	4,8016
	138,0	182,23	5,9912
	172,5	227,46	7,4782
	207,0	272,69	8,9652
	215,0	283,18	9,3100
Energia activa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,2670	
	Horas cheias	0,1350	
	Horas de vazio	0,0708	

* 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	20,35	0,6689
	27,6	26,05	0,8565
	34,5	31,76	1,0441
	41,4	37,46	1,2317
	55,2	48,87	1,6068
	69,0	60,29	1,9820
	103,5	88,81	2,9199
	110,4	94,52	3,1074
	138,0	117,34	3,8578
	172,5	145,87	4,7956
	207,0	174,39	5,7335
	215,0	181,01	5,9510
Energia activa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,3269	
	Horas cheias	0,1597	
	Horas de vazio	0,0612	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2011

Tarifas para a energia eléctrica em 2011

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	23,34	0,7674
	27,6	30,23	0,9937
	34,5	36,87	1,2122
	41,4	43,50	1,4301
	55,2	57,03	1,8749
	69,0	70,60	2,3209
	103,5	104,51	3,4360
	110,4	111,29	3,6590
	138,0	138,43	4,5510
	172,5	172,34	5,6660
207,0	206,26	6,7810	
215,0	214,12	7,0396	
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa Outros consumidores	Horas de ponta	0,3256	
	Horas cheias	0,1510	
	Horas de vazio	0,0623	

* 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	5,59	0,1839
	6,9	9,93	0,3266
	10,35	14,06	0,4623
	13,8	18,19	0,5979
	17,25	22,31	0,7336
Tarifa bi-horária	3,45	6,15	0,2023
	6,9	10,95	0,3599
	10,35	15,75	0,5177
	13,8	20,55	0,6755
	17,25	25,35	0,8333
Tarifa tri-horária	3,45	6,15	0,2023
	6,9	10,95	0,3599
	10,35	15,75	0,5177
	13,8	20,55	0,6755
	17,25	25,35	0,8333
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1356	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1448	
	Horas de vazio	0,0776	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1593	
	Horas cheias	0,1299	
	Horas de vazio	0,0776	

* 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 simples	1,15	2,23	0,0732
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1188	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BT (ILUMINAÇÃO PÚBLICA)		PREÇOS	
Energia activa	(EUR/kWh)	0,0829	

4.9 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 para 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 2011 na RAM.

Quadro 4-35 - 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	26 126
Custos com a convergência tarifária a incorporar nas TVCF da RAM	5 973

Os custos com a convergência tarifária na Região Autónoma, a incorporar em 2011, respectivamente, nas tarifas da RAM e na tarifa de UGS, são apresentados no Quadro 4-36 e no Quadro 4-37.

**Quadro 4-36 - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira
a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM**

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos e custos
(1)	Proveitos TVCF RAM em 2011	127 593
(2)	Proveitos Tarifas Aditivas em 2011	121 620
(1) - (2)	Custos com a convergência tarifária de 2011 a incorporar nas TVCFda RAM (SRAM)	5 973

**Quadro 4-37 - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira
a recuperar na tarifa UGS**

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos e custos
(1)	Proveitos permitidos à EEM em 2011	153 719
(2)	Proveitos TVCF RAM em 2011	127 593
(1) - (2)	Custos com a convergência tarifária de 2011 a incorporar na tarifa UGS	26 126

Na RAM, à semelhança de Portugal continental, aplicam-se em 2011 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 2011”.

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

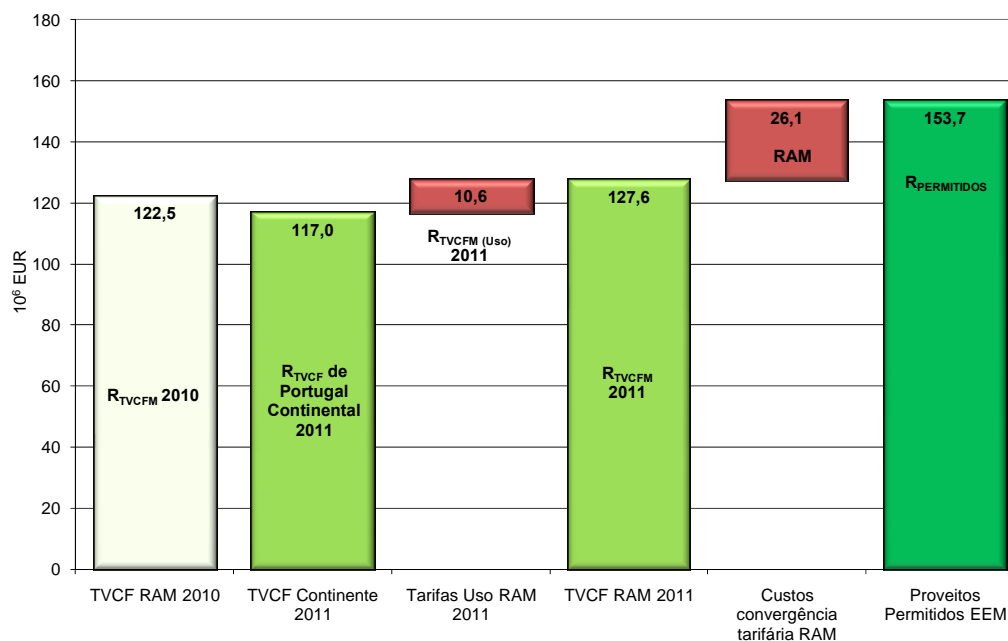
O princípio da convergência tarifária nas Regiões Autónomas pressupõe que os preços pagos pela energia eléctrica pelos consumidores da região sejam iguais aos que seriam pagos com a aplicação das tarifas de Portugal continental a esses mesmos fornecimentos.

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 2011 encontra-se descrito em anexo no documento “Estrutura Tarifária no Sector Eléctrico em 2011”.

Na Figura 4-2 apresentam-se os proveitos a recuperar em 2011 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 2011 da RAM



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

R_{TVCF} de Portugal Continental 2011 - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF do continente na RAM (exclui opções tarifárias dependentes do uso dado à energia elé

R_{TVCFM} (Uso) 2011 - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF da RAM dependentes do uso dado à energia eléctrica e de aplicação transitória

R_{TVCFM} 2011 - 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

$R_{PERMITIDOS}$ - Proveitos Permitidos à EEM em 2011

A aplicação em 2011 na Região Autónoma da Madeira de tarifas de Venda a Clientes Finais iguais às de 2010 proporcionaria 122,5 milhões de euros. A aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais do Continente proporciona 117,0 milhões de euros e as tarifas dependentes do uso dado à energia eléctrica de carácter transitório 10,6 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.

4.9.2 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM A VIGORAREM EM 2011

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2011, 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 2011 e convergem para a mesma tarifa no Continente, foram unificadas numa única tarifa de MT.

Quadro 4-38 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2011

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM AT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		68,33	2,2466
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	4,820	0,1585
	Contratada	0,664	0,0218
Energia activa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0865	
	Horas cheias	0,0678	
	Horas vazio normal	0,0466	
	Horas super vazio	0,0432	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0867	
	Horas cheias	0,0702	
	Horas vazio normal	0,0482	
	Horas super vazio	0,0448	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0175	
	Recebida	0,0131	

* 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)*
		43,71	1,4372
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	8,290	0,2725
	Contratada	1,190	0,0391
Energia activa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1099	
	Horas cheias	0,0852	
	Horas vazio normal	0,0535	
	Horas super vazio	0,0500	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1134	
	Horas cheias	0,0870	
	Horas vazio normal	0,0556	
	Horas super vazio	0,0517	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0192	
	Recebida	0,0143	

* 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)*
		63,31	2,0816
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	9,903	0,3256
	Contratada	1,736	0,0571
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	16,240	0,5339
	Contratada	0,525	0,0173
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1484
		Horas cheias	0,0914
		Horas vazio normal	0,0567
		Horas super vazio	0,0530
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1498
		Horas cheias	0,0914
		Horas vazio normal	0,0581
		Horas super vazio	0,0543
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1566
		Horas cheias	0,1086
		Horas vazio normal	0,0627
		Horas super vazio	0,0586
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1573
		Horas cheias	0,1079
		Horas vazio normal	0,0642
		Horas super vazio	0,0600
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
Tarifa de longas utilizações	Fornecida	0,0248	
	Recebida	0,0171	
Tarifa de curtas utilizações	Fornecida	0,0248	
	Recebida	0,0171	

* 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)*
		23,75	0,7810
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	17,321	0,5694
	Contratada	1,014	0,0333
Energia activa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,1284	
	Horas cheias	0,0966	
	Horas vazio normal	0,0587	
	Horas super vazio	0,0548	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0220	
	Recebida	0,0168	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2011

Tarifas para a energia eléctrica em 2011

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTE CONSUMIDORES ESPECIAIS		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		34,44	1,1321
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	22,881	0,7523
	Contratada	0,631	0,0207
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,1695	
	Horas cheias	0,1006	
	Horas vazio normal	0,0599	
	Horas super vazio	0,0560	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
Tarifa de médias utilizações	Fornecida	0,0267	
	Recebida	0,0191	

* 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	24,58	0,8080
	34,5	30,03	0,9873
	41,4	35,48	1,1666
	51,75	43,66	1,4355
	62,1	51,84	1,7044
Energia activa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,2769	
	Horas cheias	0,1321	
	Horas de vazio	0,0559	

* 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	5,61	0,1846
	6,9	10,13	0,3330
	10,35	14,59	0,4796
	13,8	19,05	0,6262
	17,25	23,51	0,7729
	20,7	27,97	0,9194
Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	5,81	0,1911
	6,9	10,44	0,3434
	10,35	15,37	0,5054
	13,8	20,17	0,6631
	17,25	24,76	0,8142
Tarifa tri-horária	20,7	29,36	0,9651
	Energia activa		(EUR/kWh)
	Tarifa simples	0,1352	
	Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1437
Horas de vazio		0,0802	
Tarifa tri-horária	Horas ponta	0,1581	
	Horas cheia	0,1382	
	Horas vazio	0,0802	

* 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 simples	1,15	2,21	0,0726
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1175	

* 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	7,00	0,2300
	6,9	11,30	0,3715
	10,35	15,61	0,5132
	13,8	19,91	0,6546
	17,25	24,21	0,7961
	20,7	28,52	0,9375
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1502	
	Horas de vazio	0,0831	

* 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	8,22	0,2703
	6,9	14,60	0,4800
	10,35	21,73	0,7143
	13,8	28,84	0,9483
	17,25	35,97	1,1826
	20,7	43,09	1,4165
Tarifa bi-horária	3,45	9,67	0,3179
	6,9	16,58	0,5451
	10,35	23,51	0,7728
	13,8	30,42	1,0000
	17,25	37,34	1,2276
	20,7	44,25	1,4549
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1403	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1403	
	Horas de vazio	0,0712	

* 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	2,72	0,0895
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1300	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BT (ILUMINAÇÃO PÚBLICA)		PREÇOS	
Energia activa		(EUR/kWh)	0,1027

4.10 TARIFA SOCIAL

A situação de crescente incremento dos custos energéticos que se tem verificado internacionalmente e a intenção de prosseguir o aprofundamento da liberalização do mercado eléctrico justificam a adopção de medidas concretas de protecção dos consumidores economicamente mais vulneráveis. Neste sentido, a nova Directiva 2009/72/CE, de 13 de Julho, relativa ao mercado interno da electricidade cuja transposição para o ordenamento jurídico nacional deverá ocorrer até 3 de Março de 2011, estabelece que os Estados-Membros definam o conceito de clientes vulneráveis, que poderá, designadamente, integrar as situações de pobreza energética. Cada Estado-Membro deve também aprovar medidas adequadas à protecção dos clientes vulneráveis, que podem enquadrar-se igualmente no âmbito dos sistemas de segurança social.

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

É neste quadro que o Governo aprovou em Conselho de Ministros de 14 de Outubro de 2010 um diploma que estabelece a aplicação de tarifas sociais de acesso e de último recurso. Neste diploma estabelece-se que os beneficiários do Rendimento Social de Inserção, do Complemento Solidário para Idosos, do Subsídio Social de Desemprego, do 1.º Escalão do Abono de Família para crianças e jovens e da Pensão Social de Invalidez poderão usufruir de uma tarifa social de electricidade. Esta decisão é orientada pelo facto de serem as situações de carência sócio-económica que motivam a atribuição de recursos mínimos de sobrevivência ou complementares, como mecanismos de combate à pobreza ou de apoio social.

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

O limite imposto à potência contratada é considerado adequado para este efeito, permitindo o funcionamento simultâneo dos electrodomésticos básicos. Este limiar de potência corresponde a um segmento de clientes muito significativo. Com efeito, no final de 2009 existiam 3,45 milhões de clientes com potência contratada igual ou inferior a 4,6 kVA, o que correspondia a 58,5% do número total de

clientes em baixa tensão normal. Este universo de clientes foi responsável por 29,1% do consumo total de electricidade correspondente aos clientes em baixa tensão normal.

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

O número de beneficiários das prestações sociais anteriormente indicadas no final de Agosto de 2010 é indicado no quadro seguinte.

Quadro 4-39 – Número de beneficiários das prestações sociais (Agosto de 2010)

	Número de Beneficiários	Número de agregados familiares
Rendimento Social de Inserção (RSI)	371 588	149 823
Complemento Solidário para Idosos (CSI)	234 600	192 528
Abono de família para crianças e jovens – 1.º escalão	227 703	227 703
Subsídio Social de Desemprego	97 214	95 641
Pensão Social de Invalidez	-	-
Total	931 105	665 695

De forma a assegurar que a tarifa social seja aplicável a todos os clientes independentemente do seu comercializador, esta será aplicada através de um desconto na tarifa de acesso às redes em baixa tensão normal. Os comercializadores deverão estender e explicitar este desconto nas facturas dos seus clientes vulneráveis sabendo-se que estes clientes devem, por um lado, ser enquadrados nas prestações sociais referidas e por outro lado, apresentar uma potência contratada inferior ou igual a 4,6 kVA, na sua habitação permanente.

Para além da tarifa social de acesso às redes a ERSE estabelece uma tarifa social de Venda a Clientes Finais aplicável pelo comercializador de último recurso. O desconto aplicado na tarifa social de acesso às redes permite limitar o acréscimo da tarifa social de Venda a Clientes Finais.

O modelo de protecção dos consumidores vulneráveis através de um desconto nas tarifas de acesso às redes permite estender esta medida a todos os comercializadores que abasteçam estes consumidores, de forma compatível com a Directiva 2009/72/CE, de 13 de Julho, relativa ao mercado interno da electricidade.

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

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

- Aplicação no termo de potência contratada, de modo a transmitir aos clientes um sinal preço dos seus consumos e assim racionalizar e garantir a eficiente utilização do recurso energia eléctrica.
- Desconto idêntico em €/kVA para todas as opções tarifárias e escalões de potência, comum para Portugal continental e para as Regiões Autónomas, de modo a manter a racionalidade entre os diversos preços de potência contratada das várias opções tarifárias e escalões de potência.

Neste contexto e tendo em conta o limite máximo de variação tarifária anual da tarifa social de venda a clientes finais dos Comercializadores de Último Recurso, a considerar no cálculo das tarifas de energia eléctrica para 2011, definido pelo Ministro responsável pela área da energia, de 1%, o desconto a aplicar no termo de potência contratada, para todas as opções tarifárias e escalões de potência, em Portugal continental e nas Regiões Autónomas, é de 0,17 €/kVA. Este desconto é aplicado nas tarifas sociais de acesso às redes e nas tarifas sociais de venda a clientes finais de Portugal continental e regiões Autónomas.

O financiamento do referido desconto será assegurado pelos titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, nomeadamente pelos beneficiários de incentivos relacionados com a garantia de potência, nos termos da Portaria n.º 765/2010, de 20 de Agosto, publicada ao abrigo do artigo 33.º- A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, na redacção que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho.

De forma a garantir a protecção dos clientes que actualmente usufruem da tarifa social, dando-lhes o tempo necessário para efectuarem os procedimentos para aderirem ao novo regime da tarifa social, se se encontrarem abrangidos pelo mesmo, é previsto um período transitório de seis meses no qual coexistirão os dois regimes da tarifa social, desde o início de 2011 até 30 de Junho de 2011. Aos clientes dos comercializadores de último recurso na opção de tarifa social em 31 de Dezembro de 2010 aplicar-se-ão, durante este regime transitório, os preços da anterior tarifa social em vigor em 2010.

Adicionalmente será solicitado que os CUR enviem uma carta aos seus clientes que actualmente usufruam da tarifa social no sentido de os informar que a mesma se extinguirá a 30 de Junho e que os mesmos poderão desenvolver os procedimentos necessários para aderir ao novo regime, se se encontrarem abrangidos pelo mesmo.

4.10.1 TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES A VIGORAR EM 2011

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

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas sociais de Acesso às Redes a vigorem em 2011.

Quadro 4-40 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes a vigorem em 2011

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN SOCIAL (≤4,6 kVA e >2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	4,50	0,1478
	4,6	6,00	0,1971
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0697	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,0892	
	Horas de vazio	0,0386	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,1701	
	Hora cheia	0,0661	
	Hora vazio	0,0386	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN SOCIAL (≤2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	1,15	1,50	0,0493
	2,3	3,00	0,0986
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0440	

* RRC art. 184.º, n.º 3

4.10.2 TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO A VIGORAREM EM 2011

A tarifa social de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso a vigorem em 2011 apresenta-se nos quadros seguintes.

Quadro 4-41 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2011 em Portugal continental

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SOCIAL (≤4,6 kVA e >2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*	
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	4,92	0,1618	
	4,6	6,37	0,2094	
Energia activa			(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1326		
	Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1448	
		Horas de vazio	0,0778	
Tarifa tri-horária		Horas de ponta	0,1593	
		Horas de cheias	0,1373	
		Horas de vazio	0,0778	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SOCIAL (≤2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*	
Tarifa simples	1,15	2,01	0,0660	
	2,3	3,48	0,1143	
Energia activa			(EUR/kWh)	
Tarifa simples			0,1027	

* RRC art. 184.º, n.º 3

Quadro 4-42 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2011 na Região Autónoma dos Açores

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN SOCIAL (≤4,6 kVA e >2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*	
Tarifa simples	3,45	5,00	0,1645	
	3,45	5,56	0,1828	
	3,45	5,56	0,1828	
Energia activa			(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1356		
	Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1448	
		Horas de vazio	0,0776	
Tarifa tri-horária		Horas de ponta	0,1593	
		Horas cheias	0,1299	
		Horas de vazio	0,0776	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN SOCIAL (≤2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*	
Tarifa simples	1,15	2,03	0,0667	
Energia activa			(EUR/kWh)	
Tarifa simples			0,1188	

* RRC art. 184.º, n.º 3

Quadro 4-43 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2011 na Região Autónoma da Madeira

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN SOCIAL (<=4,6 kVA e >2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência			(EUR/mês)	(EUR/dia)*
	Tarifa simples	3,45	5,02	0,1651
	Tarifa bi-horária	3,45	5,22	0,1716
	Tarifa tri-horária	3,45	5,22	0,1716
Energia activa			(EUR/kWh)	
	Tarifa simples		0,1352	
	Tarifa bi-horária	Horas fora de vazío	0,1437	
		Horas de vazío	0,0802	
	Tarifa tri-horária	Horas ponta	0,1581	
		Horas cheia	0,1382	
		Horas vazío	0,0802	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN SOCIAL (<=2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência			(EUR/mês)	(EUR/dia)*
	Tarifa simples	1,15	2,01	0,0661
Energia activa			(EUR/kWh)	
	Tarifa simples		0,1175	

* 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 2011

Parâmetro	Valor adoptado	Descrição	RT
$r_{CVVE,t}$	7,56%	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, fixada para 2011, em percentagem	Art.º 71.º
δ_{t-2}	1,0	<i>Spread</i> de 2009, em pontos percentuais	
δ_{t-1}	1,25	<i>Spread</i> de 2010, em pontos percentuais	
$r_{GS,t}$	7,56%	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Gestão Global do Sistema, fixada para 2011, em percentagem	Art.º 73.º
$\tilde{C}_{E_{URT},3}$	41 439	Componente de custos de exploração aceite para o ano de 2011	Art.º 77.º
$X_{URT,3}$	0,50	Factor de eficiência aplicado aos custos de exploração, em 2011	Art.º 77.º
$CI_{S_{URT},3}$	5 552	Custo incremental associado aos painéis de subestações, aceite para 2011 (em €/painel de subestação)	Art.º 77.º
$CI_{r_{URT},3}$	436	Custo incremental associado à extensão de rede, aceite para 2011 (em €/km)	Art.º 77.º
$X_{I_{URT},3}$	0.50%	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
$r_{CA,URT,t}$	7,56%	Taxa de remuneração dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais, afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, fixada para 2011, em percentagem	Art.º 77.º
$r_{CREF,URT,t}$	9,06%	Taxa de remuneração dos activos corpóreos calculados com base em custos de referência, afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, fixada para 2011, em	Art.º 77.º

Parâmetro	Valor adoptado	Descrição	RT
		percentagem	
α_3	50%	Parâmetro associado ao incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil, em 2011	Art.º 77.º
$r_{Ime,URT,3}$	9,06%	Taxa de remuneração a aplicar aos equipamentos que após o final de vida útil se encontrem em exploração, em 2011, em percentagem	Art.º 77.º
$F_{URD,AT/MT,3}$	153 443	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 82.º
$X_{URD,F,AT/MT,3}$	0,79	Parâmetro associado à componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em AT/MT, em percentagem	Art.º 82.º
$P_{URD,AT/MT,3}$	0,005655	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em AT/MT, em Euros por kWh	Art.º 82.º
$X_{URD,P,AT/MT,3}$	3,35	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em AT/MT, em percentagem	Art.º 82.º
$F_{URD,BT,3}$	206 388	Componente fixa dos proveitos do Uso da Rede de Distribuição, em BT, em milhares de euros	Art.º 82.º
$X_{URD,F,BT,3}$	2,24	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em BT, em percentagem	Art.º 82.º
$P_{URD,BT,3}$	0,009487	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em BT, em Euros por kWh	Art.º 82.º
$X_{URD,P,BT,3}$	5,06	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em BT, em percentagem	Art.º 82.º
-	4,065%	Média das taxas de rendibilidades das obrigações do tesouro a 2 anos e a 3 anos, determinada com base nos valores diários das taxas de rendibilidades deste títulos verificados no mês de Dezembro de 2010.	Art.º 83.º
$r_{CVEE,t}^{CR}$	7,56%	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, em percentagem	Art.º 84.º
$F_{C,NT,3}$	136	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização, em NT, em milhares de euros	Art.º 86.º
$X_{C,F,NT,3}$	47,92	Factor de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização, em NT, em percentagem	Art.º 86.º
$V_{C,NT,3}$	72,639	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização, em NT, em Euros por consumidor	Art.º 86.º

Parâmetro	Valor adoptado	Descrição	RT
$X_{C,v,NT,3}$	0,19	Factor de eficiência associado à componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização, em NT, em percentagem	Art.º 86.
$F_{C,BTE,3}$	51	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização, em BTE, em milhares de euros	Art.º 86.º
$X_{C,f,BTE,3}$	-0,78	Factor de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização, BTE, em percentagem	Art.º 86.º
$V_{C,BTE,3}$	6,94	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização, em BTE, em Euros por consumidor	Art.º 86.º
$X_{C,v,BTE,3}$	2,92	Factor de eficiência associado à componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização, em BTE, em percentagem	Art.º 86.
$F_{C,BT,3}$	16 468	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização, em BT, em milhares de euros	Art.º 86.º
$X_{C,f,BT,3}$	5,65	Factor de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização, em BT, em percentagem	Art.º 86.º
$V_{C,BT,3}$	12,160	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização, em BT, em Euros por consumidor	Art.º 86.º
$X_{C,v,BT,3}$	2,59	Factor de eficiência associado à componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização, em BT, em percentagem	Art.º 86.
$r_{c,r}$	8,56%	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras resultante do desfasamento temporal entre os prazos médios de pagamentos e os prazos médios de recebimentos associados às actividades do comercializador de último recurso, em percentagem	Art.º 86.º
r_t^{AGS}	7,56%	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
$P_{MT,3}^D$	0,019599	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em MT, em Euros por kWh	Art.º 89.º
$X_{MT,3}^D$	1,37	Parâmetro associado à componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em MT, em percentagem	Art.º 89.º
$P_{BT,3}^D$	0,040716	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em BT, em Euros por kWh	Art.º 89.º

Parâmetro	Valor adoptado	Descrição	RT
$X_{BT,3}^D$	5,87	Parâmetro associado à componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em BT, em percentagem	Art.º 89.º
$P_{MT,3}^C$	467,013	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, em MT, em Euros por cliente	Art.º 90.º
$X_{MT,3}^C$	1,54	Parâmetro associado à componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, em MT, em percentagem	Art.º 90.º
$P_{BT,3}^C$	35,342	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, em BT, em Euros por cliente	Art.º 90.º
$X_{BT,3}^A$	2,86	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}	7,56%	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, fixada para 2011, 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
$P_{MT,3}^D$	0,022634	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em MT, em Euros por kWh	Art.º 96.º
$X_{MT,3}^D$	-1,03	Parâmetro associado à componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em MT, em percentagem	Art.º 96.º
$P_{BT,3}^D$	0,029955	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em BT, em Euros por kWh	Art.º 96.º
$X_{BT,3}^D$	3,99	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
$P_{MT,3}^C$	2 019,576	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, em MT, em Euros por cliente	Art.º 97.º
$X_{MT,3}^C$	5,20	Parâmetro associado à componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, em MT, em percentagem	Art.º 97.º
$P_{BT,3}^C$	28,099	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, em BT, em Euros por cliente	Art.º 97.º

Parâmetro	Valor adoptado	Descrição	RT
$\chi_{BT,3}^{MC}$	7,36	Parâmetro associado à componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, em BT, em percentagem	Art.º 97.º
P_3^*	7,8	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
$RQS_{min,t}$	5 000 000	Valor máximo da penalidade a atribuir como incentivo à melhoria da qualidade de serviço	Art.º 108.º
$END_{REF,2011}$	$0,000134 \times ED$	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⁾ O estudo para a definição deste parâmetro encontra-se em fase de conclusão.

5.2 VALORES MENSIS A TRANSFERIR PELA REN

5.2.1 TRANSFERÊNCIAS PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

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

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

Unidade: EUR

	Renda do crédito cedido referente a 2006			Renda do crédito cedido referente a 2007			Valor mensal a entregar em 2011		
	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	183 406	183 406	366 812	336 786	336 786	673 571	520 192	520 192	1 040 383
Fevereiro	183 406	183 406	366 812	336 786	336 786	673 571	520 192	520 192	1 040 383
Março	183 406	183 406	366 812	336 786	336 786	673 571	520 192	520 192	1 040 383
Abril	183 406	183 406	366 812	336 786	336 786	673 571	520 192	520 192	1 040 383
Mai	183 406	183 406	366 812	336 786	336 786	673 571	520 192	520 192	1 040 383
Junho	183 406	183 406	366 812	336 786	336 786	673 571	520 192	520 192	1 040 383
Julho	183 406	183 406	366 812	336 786	336 786	673 571	520 192	520 192	1 040 383
Agosto	183 406	183 406	366 812	336 786	336 786	673 571	520 192	520 192	1 040 383
Setembro	183 406	183 406	366 812	336 786	336 786	673 571	520 192	520 192	1 040 383
Outubro	183 406	183 406	366 812	336 786	336 786	673 571	520 192	520 192	1 040 383
Novembro	183 406	183 406	366 812	336 786	336 786	673 571	520 192	520 192	1 040 383
Dezembro	183 406	183 406	366 812	336 786	336 786	673 571	520 192	520 192	1 040 383
Total	2 200 872	2 200 872	4 401 744	4 041 426	4 041 426	8 082 852	6 242 298	6 242 298	12 484 596

Os custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores em 2011 totalizam €43 113 881¹¹.

Quadro 5-2 - Transferências da REN para a EDA

Unidade: EUR

	Custo com a convergência tarifária de 2011
Janeiro	3 592 823
Fevereiro	3 592 823
Março	3 592 823
Abril	3 592 823
Mai	3 592 823
Junho	3 592 823
Julho	3 592 823
Agosto	3 592 823
Setembro	3 592 823
Outubro	3 592 823
Novembro	3 592 823
Dezembro	3 592 823
Total	43 113 881

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

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 2011		
	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	67 051	67 051	134 102	222 789	222 789	445 579	289 841	289 841	579 681
Fevereiro	67 051	67 051	134 102	222 789	222 789	445 579	289 841	289 841	579 681
Março	67 051	67 051	134 102	222 789	222 789	445 579	289 841	289 841	579 681
Abril	67 051	67 051	134 102	222 789	222 789	445 579	289 841	289 841	579 681
Mai	67 051	67 051	134 102	222 789	222 789	445 579	289 841	289 841	579 681
Junho	67 051	67 051	134 102	222 789	222 789	445 579	289 841	289 841	579 681
Julho	67 051	67 051	134 102	222 789	222 789	445 579	289 841	289 841	579 681
Agosto	67 051	67 051	134 102	222 789	222 789	445 579	289 841	289 841	579 681
Setembro	67 051	67 051	134 102	222 789	222 789	445 579	289 841	289 841	579 681
Outubro	67 051	67 051	134 102	222 789	222 789	445 579	289 841	289 841	579 681
Novembro	67 051	67 051	134 102	222 789	222 789	445 579	289 841	289 841	579 681
Dezembro	67 051	67 051	134 102	222 789	222 789	445 579	289 841	289 841	579 681
Total	804 613	804 613	1 609 226	2 673 473	2 673 473	5 346 946	3 478 086	3 478 086	6 956 172

Os custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira em 2011 totalizam €26 125 794¹².

¹² Este valor deve ser transferido da REN para a EEM, em duodécimos

Quadro 5-4 - Transferências da REN para a EEM

Unidade: EUR

	Custo com a convergência tarifária de 2011
Janeiro	2 177 149
Fevereiro	2 177 149
Março	2 177 149
Abril	2 177 149
Maio	2 177 149
Junho	2 177 149
Julho	2 177 149
Agosto	2 177 149
Setembro	2 177 149
Outubro	2 177 149
Novembro	2 177 149
Dezembro	2 177 149
Total	26 125 794

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				Diferencial extinção tarifas	Sustentabilidade mercados	Sobreprovento	Total	50% do prémio de emissão titularização do sobrecusto da PRE de 2009 ⁽¹⁾	Total
	Ajustamento 2009	Ajustamento provisório de 2010	Sobrecusto ano 2011	Total						
Janeiro	6 590 322	25 152 701	69 427 005	101 170 027	-205 566	-37 155 822	-4 477 394	59 331 245	-59 990	59 271 254
Fevereiro	6 590 322	25 152 701	69 427 005	101 170 027	-205 566	-37 155 822	-4 477 394	59 331 245	-59 990	59 271 254
Março	6 590 322	25 152 701	69 427 005	101 170 027	-205 566	-37 155 822	-4 477 394	59 331 245	-59 990	59 271 254
Abril	6 590 322	25 152 701	69 427 005	101 170 027	-205 566	-37 155 822	-4 477 394	59 331 245	-59 990	59 271 254
Maió	6 590 322	25 152 701	69 427 005	101 170 027	-205 566	-37 155 822	-4 477 394	59 331 245	-59 990	59 271 254
Junho	6 590 322	25 152 701	69 427 005	101 170 027	-205 566	-37 155 822	-4 477 394	59 331 245	-59 990	59 271 254
Julho	6 590 322	25 152 701	69 427 005	101 170 027	-205 566	-37 155 822	-4 477 394	59 331 245	-59 990	59 271 254
Agosto	6 590 322	25 152 701	69 427 005	101 170 027	-205 566	-37 155 822	-4 477 394	59 331 245	-59 990	59 271 254
Setembro	6 590 322	25 152 701	69 427 005	101 170 027	-205 566	-37 155 822	-4 477 394	59 331 245	-59 990	59 271 254
Outubro	6 590 322	25 152 701	69 427 005	101 170 027	-205 566	-37 155 822	-4 477 394	59 331 245	-59 990	59 271 254
Novembro	6 590 322	25 152 701	69 427 005	101 170 027	-205 566	-37 155 822	-4 477 394	59 331 245	-59 990	59 271 254
Dezembro	6 590 322	25 152 701	69 427 005	101 170 027	-205 566	-37 155 822	-4 477 394	59 331 245	-59 990	59 271 254
Total	79 083 862	301 832 407	833 124 059	1 214 040 328	-2 466 791	-445 869 869	-53 728 734	711 974 934	-719 883	711 255 051

⁽¹⁾ Valor provisório a corrigir na versão final com base na informação da EDP.

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

- Custos com a convergência tarifária de 2006 e 2007 aos bancos cessionários do défice de 2006 e 2007 do Continente, suportado pela EDP Serviço Universal
- Ajustamentos positivos referentes a custos decorrentes da actividade de aquisição de energia eléctrica relativos aos anos de 2007 e estimados para o ano de 2008.
- Ajustamentos positivos referentes a custos de medidas de política energética respeitantes a sobrecustos de produção de energia em regime especial estimados para o ano de 2009.

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 2011	
	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português
Janeiro	597 085	597 085	1 194 171	226 621	226 621	453 241	823 706	823 706
Fevereiro	597 085	597 085	1 194 171	226 621	226 621	453 241	823 706	823 706
Março	597 085	597 085	1 194 171	226 621	226 621	453 241	823 706	823 706
Abril	597 085	597 085	1 194 171	226 621	226 621	453 241	823 706	823 706
Maio	597 085	597 085	1 194 171	226 621	226 621	453 241	823 706	823 706
Junho	597 085	597 085	1 194 171	226 621	226 621	453 241	823 706	823 706
Julho	597 085	597 085	1 194 171	226 621	226 621	453 241	823 706	823 706
Agosto	597 085	597 085	1 194 171	226 621	226 621	453 241	823 706	823 706
Setembro	597 085	597 085	1 194 171	226 621	226 621	453 241	823 706	823 706
Outubro	597 085	597 085	1 194 171	226 621	226 621	453 241	823 706	823 706
Novembro	597 085	597 085	1 194 171	226 621	226 621	453 241	823 706	823 706
Dezembro	597 085	597 085	1 194 171	226 621	226 621	453 241	823 706	823 706
Total	7 165 024	7 165 024	14 330 047	2 719 446	2 719 446	5 438 892	9 884 470	9 884 470

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 de 2008

Unidade: EUR

Renda anual	
Janeiro	8 735 837
Fevereiro	8 735 837
Março	8 735 837
Abril	8 735 837
Maio	8 735 837
Junho	8 735 837
Julho	8 735 837
Agosto	8 735 837
Setembro	8 735 837
Outubro	8 735 837
Novembro	8 735 837
Dezembro	8 735 837
Total	104 830 048

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

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da PRE em 2009	
Janeiro	3 064 256
Fevereiro	3 064 256
Março	3 064 256
Abril	3 064 256
Maio	3 064 256
Junho	3 064 256
Julho	3 064 256
Agosto	3 064 256
Setembro	3 064 256
Outubro	3 064 256
Novembro	3 064 256
Dezembro	3 064 256
Total	36 771 074

Quadro 5-9 – Reposição gradual da reclassificação da cogeração^{FER}

Unidade: EUR

(1)	Montante reclassificado	221 851 595
(2) = (1)/6	Anuidade de 2011	36 975 266
(3)	Juros ^[1]	4 070 746
(4) = (1) - (2)	Valor diferido	184 876 329
(5) = (1) * 2/6	Anuidade 2012	73 950 532
(5) = (1) * 3/6	Anuidade 2013	110 925 798

Nota: ^[1] Taxas de rendibilidades das obrigações do tesouro a 2 anos e a 3 anos, determinada com base nos valores diários das taxas de rendibilidades destes títulos verificadas no mês de Dezembro de 2010

^[2] Valor ao qual acrescem juros à taxa referida em ^[1].

Tanto a anuidade como os juros são pagos anualmente em prestações iguais de periodicidade mensal.

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 2011.

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 5-10 – Amortização e juros da dívida tarifária

Unidade: 10³ EUR

	Saldo em dívida em 2010	Juros 2011	Amortização 2011	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2011	Saldo em dívida em 2011
	(1)	(2)	(3)	(4) = (2)+(3)	(5) = (1)-(3)
EDA (BCP e CGD)	83 126	1 053	11 431	12 485	71 695
Convergência tarifária de 2006	29 308	371	4 030	4 402	25 278
Convergência tarifária de 2007	53 818	682	7 401	8 083	46 417
EEM (BCP e CGD)	46 316	587	6 369	6 956	39 947
Convergência tarifária de 2006	10 715	136	1 473	1 609	9 241
Convergência tarifária de 2007	35 602	451	4 896	5 347	30 706
EDP Serviço Universal	1 762 463	45 258	115 393	160 650	1 647 071
BCP e CGD	131 628	1 668	18 101	19 769	113 526
Défice de BT de 2006	95 414	1 209	13 121	14 330	82 293
Continente	91 693	1 162	12 609	13 771	79 083
Regiões Autónomas	3 721	47	512	559	3 209
Défice de BTn de 2007	36 214	459	4 980	5 439	31 234
Continente	34 800	441	4 786	5 227	30 014
Regiões Autónomas	1 414	18	194	212	1 220
Tagus, SA	1 630 835	44 310	97 291	141 601	1 533 544
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	1 207 339	32 803	72 027	104 830	1 135 312
Sobrecusto da PRE 2009	423 496	11 506	25 265	36 771	398 232
Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008	0	-720	0	-720	0
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009 ^[1]	0	-720	0	-720	0
Total	1 891 906	46 898	133 193	180 091	1 758 712

Notas: ^[1] Valor provisório a corrigir na versão final com base na informação da EDP.

5.5 AJUSTAMENTOS TARIFÁRIOS DE 2009 E 2010

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 2009 e 2010 e respectivos juros.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2011

Parâmetros para a definição das tarifas

Quadro 5-11 – Valor dos ajustamentos de 2009 e 2010 incluídos nos proveitos permitidos da REN Trading

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2011	Ajustamento dos proveitos relativos a 2009	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2009	Ajustamento provisório calculado em 2009 e incluído nas tarifas de 2010	Juros do ajustamento provisório calculado em 2009 e incluído nas tarifas de 2010	Ajustamento do ano de 2009 a recuperar(-) a devolver (+) em 2011	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2010	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2010	Ajustamento provisório do ano de 2010 a recuperar(-) a devolver (+) em 2011	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2011
	(1)	(2) = [(1) x (1+i ₂₀₀₉) ^t x (1+i ₂₀₁₀) ^{t-1}]	(3)	(4) = [(3) x (1+i ₂₀₁₀) ^{t-1}]	(5) = (1)+(2)-(3)-(4)	(6)	(7) = [(6) x (1+i ₂₀₁₀) ^{t-1}]	(8) = (6)+(7)	(9) = (5)+(8)
Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial	-94 151	-4 044	-64 852	-1 318	-32 026	-62 672	-1 273	-63 945	-95 971
Proveitos permitidos à REN Trading	-94 151	-4 044	-64 852	-1 318	-32 026	-62 672	-1 273	-63 945	-95 971

Quadro 5-12 – Valor dos ajustamentos de 2009 incluídos nos proveitos permitidos da REN

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2011	Ajustamento dos proveitos relativos a 2009	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2009	Ajustamento provisório calculado em 2009 e incluído nas tarifas de 2010	Juros do ajustamento provisório calculado em 2009 e incluído nas tarifas de 2010	Incentivo à disponibilidade da rede de transporte, referente a t-2	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2011
	(1)	(2) = [(1) x (1+i ₂₀₀₉) ^t x (1+i ₂₀₁₀) ^{t-1}]	(3)	(4) = [(3) x (1+i ₂₀₁₀) ^{t-1}]	(5)	(6) = (1)+(2)-(3)-(4)-(5)
Gestão Global do Sistema (GGS)	-4 281	-184	-6 064	-123		1 722
Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	8 304	357			333	8 328
Proveitos permitidos à REN	4 023	173	-6 064	-123	333	10 050

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2011

Parâmetros para a definição das tarifas

Quadro 5-13 – Valor dos ajustamentos de 2009 incluídos nos proveitos permitidos da EDP Distribuição

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2011	Ajustamento dos proveitos relativos a 2009	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2009	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2011
	(1)	(2) = [(1) x (1+i ₂₀₀₉) ^x (1+i ₂₀₁₀) ⁻¹]	(3)
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)	36 417	1 564	37 981
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	-20 277	-871	-21 147
Proveitos permitidos à EDP Distribuição	16 141	693	16 834

Quadro 5-14 – Valor dos ajustamentos de 2009 e 2010 incluídos nos proveitos permitidos da EDP Serviço Universal

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2011	Ajustamento dos proveitos relativos a 2009	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2009	Ajustamento provisório calculado em 2009 e incluído nas tarifas de 2010	Juros do ajustamento provisório calculado em 2009 e incluído nas tarifas de 2010	Ajustamento do ano de 2009 a recuperar(-) a devolver (+) em 2011	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2010	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2010	Ajustamento provisório do ano de 2010 a recuperar(-) a devolver (+) em 2011	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2011
	(1)	(2) = [(1) x (1+i ₂₀₀₉) ^x (1+i ₂₀₁₀) ⁻¹]	(3)	(4) = [(3) x (1+i ₂₀₁₀) ⁻¹]	(5) = (1)+(2)-(3)-(4)	(6)	(7) = [(5)+(6) x (1+i ₂₀₁₀) ⁻¹]	(8) = (6)+(7)	(9) = (5)+(8)
Compra e Venda de Energia Eléctrica	780 843	33 538	814 471	16 550	-16 640	79 969	1 625	81 594	64 954
Sobrecusto da PRE	-300 573	-12 910	-229 730	-4 668	-79 084	-295 821	-6 011	-301 832	-380 916
CVEE	1 047 971	45 011	1 044 201	21 218	27 563	375 790	7 636	383 426	410 989
Ajustamento da aditividade tarifária	33 444	1 436			34 881				34 881
Compra e venda do acesso a rede de transporte e distribuição (CVATD)									
Comercialização (C)	5 798	249			6 047				6 047
Proveitos permitidos à EDP SU	786 641	33 787	814 471	16 550	-10 593	79 969	1 625	81 594	71 001

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2011

Parâmetros para a definição das tarifas

Quadro 5-15 – Valor dos ajustamentos de 2009 incluídos nos proveitos permitidos de 2011 da EDA

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamento dos proveitos relativos a 2009	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2009	Reposição do desvio de quantidades	Juros da reposição do desvio de quantidades	Total dos ajustamentos a recuperar (-) a devolver (+) em 2011
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)=(1)+(2)-(3)-(4)
Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	24 176	1 038	0	0	25 215
Distribuição de Energia Eléctrica	1 088	47	927	40	167
Comercialização de Energia Eléctrica	19	1	0	0	20
EDA	25 283	1 086	927	40	25 402

Quadro 5-16 – Valor dos ajustamentos de 2009 incluídos nos proveitos permitidos de 2011 da EEM

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamento dos proveitos relativos a 2009	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2009	Reposição do desvio de quantidades	Juros da reposição do desvio de quantidades	Total dos ajustamentos a recuperar em 2011
	(1)	(2)	(3)	(4)	(3) = (1) + (2) - (3) - (4)
Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	27 556	1 184	0	0	28 739
Distribuição de Energia Eléctrica	2 088	90	1 132	49	997
Comercialização de Energia Eléctrica	-242	-10	0	0	-253
EEM	29 402	1 263	1 132	49	29 484

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 242.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 2011 são os indicados no Quadro 6-1. Estes preços correspondem a 50% dos custos da empresa, justificando a EDP Distribuição a partilha destes custos com o cliente pelo facto da realização de leituras reais ser do seu interesse. De referir ainda que os custos da empresa resultam de um novo concurso lançado para a Empreitada Contínua (EC 2010) no qual foram introduzidas alterações ao nível do número de tarefas previstas e a sua optimização face à especificidade requerida nas intervenções em cada nível de tensão.

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

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2010	Preços propostos pela EDP D para 2011	Variação (%)
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,64	20,73	212,2
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	25,69	28,17	9,7
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	31,75	28,17	-11,3
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	4,90	7,32	49,4
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	21,96	28,17	28,3
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	28,01	28,17	0,6

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 2 291 leituras extraordinárias a clientes em BTN durante o ano de 2009 e 4334 durante o 1.º semestre de 2010, das quais foram facturadas aos clientes respectivamente 8 e 12. O valor global facturado em 2009 a clientes em BTN ascendeu a 107,00 euros.

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 preço publicado 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 2011, 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 2010 e os preços propostos para 2011 é calculada da seguinte forma: $[P_{2011}/P_{2010}-1] \times 100$, em que P_{2010} é o preço no ano 2010 e P_{2011} é o preço proposto para 2011.

Quadro 6-2 - Valores das tarefas a realizar por empreiteiros da EDP Distribuição em 2011

Unidade: EUR

Ciente	Leitura Extraordinária	Tarefa (Prestadores de serviços)	Custos Administrativos	Custo Total
MT/BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	34,54	6,91	41,45
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	46,95	9,39	56,34
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	46,95	9,39	56,34
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	12,19	2,44	14,63
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	46,95	9,39	56,34
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	46,95	9,39	56,34

Da análise do quadro anterior verifica-se que os custos associados à realização de leituras extraordinárias são significativamente superiores aos preços propostos pela EDP Distribuição. No entanto, considerando o interesse em fomentar a recolha de leituras reais dos equipamentos de medição, a EDP Distribuição propõe excepcionalmente que os preços a vigorar em 2011 para as leituras extraordinárias resultem da observação do custo real dividido igualmente entre o cliente e o operador da rede de distribuição.

EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES

A EDA propôs inicialmente que os preços de realização de leituras extraordinárias em 2011 correspondessem aos preços em vigor em 2010 actualizados pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2011 (2,0%). Posteriormente, quando questionada pela ERSE sobre os custos reais envolvidos, a EDA enviou nova proposta em que indicava os custos reais de prestação deste serviço baseados nos custos de mão-de-obra e deslocações.

Os custos reais indicados pela EDA constam do Quadro 6-3. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre os preços actualmente em vigor e os custos reais indicados pela EDA para 2011.

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

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2010	Preços propostos* pela EDA para 2011	Variação (%)
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,48	32,18	396,6
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	25,12	50,32	100,3
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	31,04	56,36	81,6
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	4,80	21,76	353,3
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	21,47	32,08	49,4
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	27,38	35,53	29,8

*Correspondem aos custos reais de prestação do serviço de leitura extraordinária indicados pela EDA

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 2011 correspondam aos preços em vigor em 2010 actualizados pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2011 (2,0%).

Os valores propostos pela EEM para os preços de realização de leituras extraordinárias em 2011 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 2011.

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

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2010	Preços propostos pela EEM para 2011	Variação (%)
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,42	6,55	2,0
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	17,73	18,08	2,0
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,07	25,57	2,0
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,42	6,55	2,0
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	17,73	18,08	2,0
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,07	25,57	2,0

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 2011 a adopção dos mesmos valores da quantia mínima que foram aprovados para vigorar em 2010. De igual modo, a EEM propôs, para a RAM, a adopção em 2011 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 2010 e dos que foram propostos pela EDP Serviço Universal e pela EEM para 2011.

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 2010	Preços propostos pela EDP D e EEM para 2011	Varição (%)
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 2010 actualizado pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2011 (2,0%).

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

Unidade: EUR

Atraso no pagamento	Preços em vigor em 2010	Preços propostos pela EDA para 2011	Varição (%)
Até 8 dias	1,25	1,28	2,4
Mais de 8 dias	1,85	1,89	2,2

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 2011.

A EDP Distribuição refere que os preços propostos resultam de um novo concurso lançado para a Empreitada Contínua (EC 2010) no qual foram introduzidas alterações ao nível do número de tarefas

previstas e da sua optimização face à especificidade requerida nas intervenções em cada nível de tensão.

Para os diversos tipos de clientes, os preços propostos correspondem aos custos do contrato de empreitada contínua acrescidos de 20% relativos a custos administrativos.

Em resultado deste novo concurso resultaram variações em diversos preços, observando-se uma redução quase generalizada de 1,5% nos diversos preços dos serviços de interrupção e restabelecimento de AT, MT e BTE e BTN. Em contrapartida, verificam-se apenas agravamentos de preços com significado na BTN, nomeadamente para o “adicional para a operação de enfiamento/desenfiamento de derivação” (7,1%) e para o “adicional para o restabelecimento urgente do fornecimento” (132,5%).

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 2010	Preços propostos pela EDP D para 2011	Variação (%)
AT	Sem utilização de meios especiais:			
	Interrupção	84,29	83,03	-1,5
	Restabelecimento	84,29	83,03	-1,5
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):			
	Interrupção	737,86	726,77	-1,5
	Restabelecimento	737,86	726,77	-1,5
MT	Sem utilização de meios especiais:			
	Interrupção	56,99	56,13	-1,5
	Restabelecimento	98,88	97,39	-1,5
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):			
	Interrupção	233,14	229,63	-1,5
	Restabelecimento	233,14	229,63	-1,5
BTE	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:			
	Interrupção	11,03	10,86	-1,5
	Restabelecimento	11,03	10,86	-1,5
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	12,31	12,13	-1,5
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:			
	<i>Chegadas aéreas</i>			
	Interrupção	31,08	30,61	-1,5
	Restabelecimento	31,08	30,61	-1,5
	<i>Chegadas subterrâneas</i>			
	Interrupção	53,57	52,77	-1,5
	Restabelecimento	53,57	52,77	-1,5
Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica nos prazos previstos no RQS	45,83	45,48	-0,8	
BTN	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:			
	Interrupção	10,79	10,86	0,6
	Restabelecimento	10,79	10,86	0,6
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	11,33	12,13	7,1
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:			
	<i>Chegadas aéreas</i>			
	Interrupção	13,24	13,04	-1,5
	Restabelecimento	13,24	13,04	-1,5
	<i>Chegadas subterrâneas</i>			
	Interrupção	53,57	52,77	-1,5
	Restabelecimento	53,57	52,77	-1,5
Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica nos prazos previstos no RQS	19,34	45,48	135,2	

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 2010 de acordo com a taxa de inflação prevista pela empresa para 2011 (2,0%).

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 2010 na RAA	Preços propostos pela EDA para 2011	Variação (%)
MT	Sem utilização de meios especiais:			
	Interrupção	50,87	51,89	2,0
	Restabelecimento	50,87	51,89	2,0
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):			
	Interrupção	449,91	458,91	2,0
	Restabelecimento	449,91	458,91	2,0
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:			
	Interrupção	14,26	14,55	2,0
	Restabelecimento	14,26	14,55	2,0
	Adicional para operação de soldadura, ou dessoldadura	11,09	11,31	2,0
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:			
	<i>Chegadas aéreas</i>			
	Interrupção	26,20	26,72	2,0
	Restabelecimento	26,20	26,72	2,0
	<i>Chegadas subterrâneas</i>			
	Interrupção	52,40	53,45	2,0
	Restabelecimento	52,40	53,45	2,0
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica			
	Clientes em BTE	21,16	21,58	2,0
Clientes em BTN	19,38	19,77	2,0	

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 2010 pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2011 (2,0%).

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 2010 na RAM	Preços propostos pela EEM para 2011	Variação (%)
AT e MT	Sem utilização de meios especiais:			
	Interrupção	24,60	25,09	2,0
	Restabelecimento	24,60	25,09	2,0
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):			
	Interrupção	94,90	96,80	2,0
	Restabelecimento	94,90	96,80	2,0
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:			
	Interrupção	10,39	10,60	2,0
	Restabelecimento	10,39	10,60	2,0
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:			
	<i>Chegadas aéreas</i>			
	Interrupção	23,34	23,81	2,0
	Restabelecimento	23,34	23,81	2,0
	<i>Chegadas subterrâneas</i>			
	Interrupção	67,50	68,85	2,0
	Restabelecimento	67,50	68,85	2,0
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica			
	Clientes em BTE	21,16	21,58	2,0
	Clientes em BTN	19,34	19,73	2,0

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

6.1.3 PREÇOS PARA VIGORAREM EM 2011

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

A fundamentação dos preços propostos à ERSE nem sempre tem sido efectuada com o detalhe e as justificações consideradas adequadas, verificando-se a existência de abordagens distintas por parte das diferentes empresas, que, em alguns anos, conduziam a variações anuais muito significativas nos preços dos serviços regulados.

Esta situação, em particular para o caso dos clientes em BTN, levou o Conselho Tarifário a recomendar no seu Parecer ao documento “Tarifas e Preços para Energia Eléctrica e Outros Serviços, em 2004” o seguinte:

- *“Não obstante a legítima preocupação em ajustar os preços a custos, o CT recomenda que o aumento em BTN do preço de outros serviços previstos para 2004 fique limitado ao índice de preços implícito no consumo privado.*
- *O CT recomenda ainda que doravante, a ERSE acompanhe a evolução dos preços de outros serviços de molde a privilegiar aumentos graduais em vez de aumentos súbitos e significativos de um ano para o outro.”*

Esta recomendação tem sido seguida nos últimos anos, verificando-se actualmente as seguintes situações:

- As empresas referem que os preços dos serviços regulados se situam, designadamente para os serviços prestados aos clientes em BTN, significativamente abaixo dos respectivos custos. Esta situação conduz a subsidiação cruzada entre os clientes, com prejuízo para os clientes cumpridores que acabam por suportar parte dos custos que deveriam ser imputados aos clientes incumpridores a quem são aplicados os preços dos serviços regulados.
- Os preços de prestação dos serviços apresentam diferenças significativas entre Portugal continental, a Região Autónoma dos Açores e a Região Autónoma da Madeira.

A situação anteriormente descrita e a situação actual do sector eléctrico em termos de convergência tarifária e de regras de relacionamento comercial em todo o território nacional, aconselham a que os preços dos serviços regulados sejam objecto de uma análise aprofundada que permita ultrapassar as dificuldades anteriormente referidas. Nesse sentido, a ERSE solicitará aos comercializadores de último recurso e aos operadores de rede que, em 2011, apresentem à ERSE uma proposta conjunta, respectivamente, para a quantia mínima em caso de mora e para os serviços de leitura extraordinária e serviços de interrupção e restabelecimento. Esta proposta constituirá a base para a aprovação dos preços dos serviços regulados para 2012.

Para 2011, os preços dos serviços regulados previstos no RRC foram aprovados tendo em conta os pressupostos que têm sido seguidos desde 2004, ou seja:

- Aceitar as propostas de preços das empresas quando estas representem variações iguais ou inferiores à variação do índice de preços no consumo privado (IP)¹⁴ para 2011 (1,9%)¹⁵.
- Limitar os aumentos dos preços à variação do índice de preços no consumo privado para 2011 para os preços aplicáveis à BTN e nas restantes situações quando a ERSE considere que os mesmos não se encontram devidamente justificados.
- Aceitar as propostas das empresas para os preços aplicáveis em BTE, MT, AT e MAT, quando estes reflectam os custos e se encontrem devidamente justificados.

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

6.1.3.1 PREÇOS DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA

PORTUGAL CONTINENTAL

A necessidade de realização de leituras extraordinárias está associada ao facto de um elevado número de contadores se situar no interior das residências dos clientes, 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 2011 para a realização de leituras extraordinárias considera, excepcionalmente, que os mesmos devem resultar da repartição do custo real dividido igualmente entre o cliente e o operador da rede de distribuição.

Da proposta da EDP Distribuição constam os valores negociados com os prestadores de serviço para a realização de leituras extraordinárias. Com a proposta apresentada, a EDP Distribuição pretende fomentar 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

¹⁴ O índice de preços implícitos no consumo privado (IP) é o indicador mais adequado para limitar acréscimos dos preços dos serviços regulados em todos os níveis de tensão e em todo o território nacional, na medida em que o IP recolhe os preços de todos os bens e serviços consumidos numa economia, incluindo os preços de energia eléctrica em todos os níveis de tensão.

¹⁵ Valor constante do PEC 2010-2013, actualização de Março de 2010, publicado pelo Ministério das Finanças e Administração Pública.

operadores das redes ofereçam aos clientes a possibilidade de prestação 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, limitando no entanto o crescimento dos preços de leitura ao valor de IP no caso dos clientes de BTN.

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 2011

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	20,73
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	28,17
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	28,17
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	4,99
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	22,38
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	28,17

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 2011, a EDA propôs inicialmente a actualização dos preços em vigor em 2010 pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2011 (2,0%). No âmbito do processo de análise da proposta da EDA, esta empresa veio a apresentar à ERSE uma proposta reformulada para os preços do serviço de leitura extraordinária em que indicava os custos reais de prestação deste serviço. Os valores apresentados são muito superiores aos que actualmente vigoram na Região Autónoma dos Açores e afastam-se significativamente dos actualmente em vigor em Portugal continental que têm por base os preços praticados por prestadores externos deste serviço.

Neste contexto e tendo presente a necessidade de aprofundar o estudo desta matéria conforme anteriormente referido, não se considerou adequado aceitar a proposta reformulada apresentada pela EDA.

Pelas razões anteriormente apresentadas, os preços aprovados pela ERSE para 2011 correspondem à actualização dos valores actualmente em vigor pelo valor do IP (1,9%). Deste modo, os preços de leitura extraordinária a aplicar na RAA em 2011 são os constantes do Quadro 6-11.

Quadro 6-11 - Preços de leitura extraordinária na RAA para 2011

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,60
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	25,60
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	31,63
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	4,89
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	21,88
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	27,90

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 2011, a EEM propõe a actualização dos preços em vigor em 2010 pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2011 (2,0%). Conforme anteriormente referido, a ERSE adoptou o IP para 2011 previsto no PEC 2010-2013 (1,9%) para actualizar os preços dos serviços regulados. Deste modo, os preços para vigorarem em 2011 são os constantes do Quadro 6-12.

Quadro 6-12 - Preços de leitura extraordinária na RAM para 2011

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,54
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	18,07
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,55
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,54
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	18,07
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,55

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 aprovação destes valores ocorreu após demonstração de que os mesmos se destinavam exclusivamente a suprir os custos administrativos incorridos com a existência de atrasos de pagamento por parte dos clientes.

Recorde-se que a quantia mínima é aplicada somente aos clientes em BTN nos casos em que o valor dos juros de mora é muito reduzido e não cobre os custos adicionais de processamento administrativo motivados pelo atraso no pagamento das facturas de energia eléctrica.

As propostas da EDP Distribuição e da EEM para 2011 são coincidentes e correspondem aos valores em vigor desde 1999.

A proposta da EDA não apresenta informação que demonstre que os preços propostos para 2011 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 RAA, na ausência de justificação rigorosa para os valores propostos pela EDA, 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 2011 em Portugal continental, na RAA e na RAM

Unidade: EUR

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

Os prazos referidos no Quadro 6-13 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.

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 2011 para estes serviços resultam de um novo concurso lançado para a prestação destes serviços no regime de empreitada contínua.

Considerando a proposta da EDP Distribuição e a metodologia de aprovação dos preços dos serviços regulados que tem sido seguida pela ERSE, os preços aprovados para vigorarem em 2011 são os que constam do Quadro 6-14. Deste modo, para 2011, resultam as seguintes variações de preços relativamente a 2010:

- Em AT, MT e BTE, os preços observam uma redução de 1,5%, com excepção do adicional para restabelecimento urgente em BTE que observa uma redução de 0,8%.
- Em BTN, os preços observam reduções de 1,5% nas situações que requerem intervenções técnicas especiais ao nível do ramal.
- Em BTN, os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento ao nível do ponto de alimentação observam um aumento de 0,6%.
- Em BTN, os adicionais para a operação de enfiamento/desenfiamento de derivação e para restabelecimento urgente são actualizados pelo valor de IP para 2011 (1,9%).

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 2011 os valores que vigoraram em 2010.

Quadro 6-14 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental para 2011

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	83,03
	Restabelecimento	83,03
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):	
	Interrupção	726,77
	Restabelecimento	726,77
MT	Sem utilização de meios especiais:	
	Interrupção	56,13
	Restabelecimento	97,39
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):	
	Interrupção	229,63
	Restabelecimento	229,63
BTE	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:	
	Interrupção	10,86
	Restabelecimento	10,86
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	12,13
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:	
	<i>Chegadas aéreas</i>	
	Interrupção	30,61
	Restabelecimento	30,61
	<i>Chegadas subterrâneas</i>	
	Interrupção	52,77
	Restabelecimento	52,77
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica nos prazos previstos no RQS	45,48

Cliente	Serviços	Preços
BTN	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:	
	Interrupção	10,86
	Restabelecimento	10,86
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	11,55
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:	
	<i>Chegadas aéreas</i>	
	Interrupção	13,04
	Restabelecimento	13,04
	<i>Chegadas subterrâneas</i>	
	Interrupção	52,77
Restabelecimento	52,77	
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica nos prazos previstos no RQS	19,71

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 2011 (2,0%).

Pelas razões já anteriormente expostas, a ERSE considera mais adequado actualizar os valores actualmente em vigor pelo IP para 2011 previsto no PEC 2010-2013 e actualizado em Março de 2010 (1,9%). Deste modo, os preços para vigorarem em 2011 serão os constantes do Quadro 6-15.

Quadro 6-15 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA para 2011

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
MT	Sem utilização de meios especiais:	
	Interrupção	51,84
	Restabelecimento	51,84
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):	
	Interrupção	458,46
	Restabelecimento	458,46
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:	
	Interrupção	14,53
	Restabelecimento	14,53
	Adicional para operação de soldadura, ou dessoldadura	11,30
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:	
	<i>Chegadas aéreas</i>	
	Interrupção	26,70
	Restabelecimento	26,70
	<i>Chegadas subterrâneas</i>	
	Interrupção	53,40
	Restabelecimento	53,40
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica	
Clientes em BTE	21,56	
Clientes em BTN	19,75	

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 2011 (2,0%). Pelas razões já anteriormente expostas, a ERSE considera mais adequado actualizar os preços actualmente em vigor utilizando o valor previsto para 2011 para o IP (1,9%). Deste modo, os preços para vigorarem em 2011 serão os constantes do Quadro 6-16.

Quadro 6-16 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAM para 2011

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
AT e MT	Sem utilização de meios especiais:	
	Interrupção	25,07
	Restabelecimento	25,07
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):	
	Interrupção	96,70
	Restabelecimento	96,70
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:	
	Interrupção	10,59
	Restabelecimento	10,59
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:	
	<i>Chegadas aéreas</i>	
	Interrupção	23,78
	Restabelecimento	23,78
	<i>Chegadas subterrâneas</i>	
	Interrupção	68,78
	Restabelecimento	68,78
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica	
Clientes em BTE	21,56	
Clientes em BTN	19,71	

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.

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 1,9% (deflador do consumo privado previsto pela empresa para 2011) relativamente aos considerados no ano

anterior. No que respeita aos custos com transportes, foi considerado o valor do subsídio de transporte em automóvel próprio atribuído aos funcionários e agentes da Administração Pública a vigorar em 2011. Os custos com a mão-de-obra correspondem aos custos internos considerados em projectos de investigação e desenvolvimento, valor que aumentou cerca de 4,7% 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 2011

Unidade: EUR

Actividade	Qtd.	Unid.	C. unitário	Subtotal
Aluguer do equipamento "Power Quality Analyser" (PQA)	1	mês	531,14	531,14
Instalação do "PQA" e análise da instalação cliente	32	h	44,00	1 408,00
Apoio da Direcção de Redes e Clientes	4	h	44,00	176,00
Apoio da Direcção de Condução	4	h	44,00	176,00
Análise de dados e elaboração do relatório	40	h	44,00	1 760,00
Preparação e apresentação de conclusões	16	h	44,00	704,00
Transportes	600	km	0,40	240,00
Total				4995,14

A EDP Distribuição estima um custo directo de 4995,14 euros por acção de monitorização, que adicionado de 20% correspondentes aos encargos administrativos considerados pela empresa conduz a um custo total estimado de aproximadamente 5 994,17 euros. Este valor representa um aumento de cerca de 4,2% face ao valor em vigor em 2010 (5752,50 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 2011

Unidade: EUR

Actividade	Qtd.	Unid.	C. unitário	Subtotal
Amortização do analisador	1	Semana	9,69	9,69
Instalação / Desmontagem do equipamento	3	h	25,00	75,00
Elaboração do relatório	1	h	44,00	44,00
Transportes	80	km	0,40	32,00
Total				160,69

A EDP Distribuição estima um custo directo de 160,69 euros para acções de monitorização em BT, que adicionado de 20% correspondentes aos encargos administrativos, conduz a um custo total estimado de aproximadamente 192,83 euros. Este valor é cerca de 3,3% superior ao que vigora em 2010 para a BTE (186,62 euros).

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.

Deste modo, a EDP Distribuição propõe para 2011 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 2011
BTN	192,83	22,09	22,09
BTE	192,83	541,62	192,83
MT	5 994,17	1 745,85	1 745,85
AT	5 994,17	71 612,27	5 994,17
MAT	5 994,17	155 531,65	5 994,17

De acordo com a metodologia seguida, os valores limite propostos para 2011 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 2011 com os valores em vigor em 2010.

Quadro 6-20 - Comparação dos valores limite em vigor com os propostos para 2011

Unidade: EUR

Cliente	Valores limite em 2010	Valores limite propostos para 2011	Variação (%)
BTN	21,46	22,09	2,9
BTE	186,62	192,83	3,3
MT	1 696,65	1 745,85	2,9
AT	5 752,50	5 994,17	4,2
MAT	5 752,50	5 994,17	4,2

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 2011 (2%).

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 2010 na RAA	Valor limite proposto pela EDA para 2011	Variação (%)
BTN	19,79	20,19	2,0
BTE	206,41	210,54	2,0
MT	1019,41	1039,80	2,0

EEM - ELECTRICIDADE DA MADEIRA

A EEM propõe para 2011 uma actualização dos valores limite actualmente em vigor pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2011 (2,0%), 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 2010 na RAM	Valor limite proposto pela EEM para 2011	Variação (%)
BTN	21,67	22,10	2,0
BTE	169,78	173,18	2,0
MT	1004,07	1 024,15	2,0

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 2011 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 2011 (2%).

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 2010 na RAA	Valores propostos pela EDA para 2011	Variação (%)
BTN	12,90	13,16	2,0
BTE	25,00	25,00	0,0
MT	41,29	42,12	2,0

EEM - ELECTRICIDADE DA MADEIRA

A EEM propõe que, em 2011, 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 2011 (2,0%), 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 2010 na RAM	Valores propostos pela EEM para 2011	Variação (%)
BTN	13,91	14,19	2,0
BTE	25,00	25,00	0,0
MT	27,81	28,37	2,0

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 2011 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 2011 (2%).

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 2010 na RAA	Valores propostos pela EDA para 2011	Variação (%)
BTN	7,50	7,50	0,0
BTE	25,00	25,00	0,0
MT (HN)	61,92	63,16	2,0
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 uma actualização dos valores actualmente em vigor pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2011 (2,0%), tendo como limite o valor da compensação por incumprimento do padrão individual respectivo (ou 50% no caso da BTN).

Os valores actualmente em vigor e os propostos pela EEM para 2011 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 2010 na RAM	Valores propostos pela EEM para 2011	Variação (%)
BTN	7,50	7,50	0,0
BTE	25,00	25,00	0,0
MT (HN)	41,73	42,56	2,0
MT (HE)	49,63	50,62	2,0

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

HE – Horário extraordinário (restantes períodos)

6.2.3 VALORES PARA VIGORAREM EM 2011

6.2.3.1 MONITORIZAÇÃO DA ONDA TENSÃO

PORTUGAL CONTINENTAL

A ERSE considera aceitável manter a metodologia seguida em anos anteriores para estimar os valores limite de realização das acções de monitorização da qualidade da onda de tensão em diferentes níveis de tensão, ou seja, limitar o valor que é possível cobrar aos clientes a 50% da facturação média mensal em cada nível de tensão.

Em 2010 operou-se uma alteração muito significativa em Portugal continental, deixando de ser possível efectuar contratos com os comercializadores de último recurso para fornecimentos em BTE, MT, AT e MAT. Acresce ainda que, em alguns segmentos de mercado, um número significativo de clientes é actualmente fornecido no mercado liberalizado. Assim, torna-se difícil conhecer a facturação média mensal de cada nível de tensão.

Tendo em conta o exposto, bem como o reduzido número de vezes que este preço é aplicado¹⁶, a ERSE considera que o valor limite deve corresponder ao custo verificado, limitado a 50% da facturação média de cada nível de tensão, o qual é calculado por actualização do valor utilizado no ano anterior utilizando a taxa de variação do índice de preços no consumo privado (IP) prevista para 2011 (1,9%). Refira-se que este índice tem sido utilizado para actualizar os preços dos serviços regulados.

Nas situações em que os valores limite propostos correspondem ao custo estimado de prestação do serviço (BTE, AT e MAT), verificam-se aumentos entre 3,3% (BTE) e 4,2% (AT e MAT). Relativamente às situações em que o valor limite é limitado pelo valor de 50% da facturação média mensal (caso da MT e BTN), a ERSE considera preferível, pelas razões anteriormente indicadas, efectuar a actualização utilizando a taxa de variação do índice de preços no consumo privado prevista para 2011 (1,9%) em vez da variação das tarifas de venda a clientes finais proposta pela EDP Distribuição.

Tendo em conta o anteriormente exposto, apresentam-se no Quadro 6-27 os valores limite em vigor, os valores limite propostos pela EDP Distribuição e os valores aprovados pela ERSE para 2011.

¹⁶ 9 vezes em 2009, no caso da EDP Distribuição.

**Quadro 6-27 - Valores limite previstos no artigo 46.º do RQS para 2011 em Portugal continental
(monitorização da onda de tensão)**

Unidade: EUR

Cliente	Valores limite em vigor em 2010	Valores limite propostos pela EDP Distribuição	Valores limite para 2011
BTN	21,46	22,09	21,87
BTE	186,62	192,83	192,83
MT	1 696,65	1 745,85	1 728,89
AT	5 752,50	5 994,17	5 994,17
MAT	5 752,50	5 994,17	5 994,17

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 2,0% dos valores em vigor.

Tendo em conta o acima exposto e a metodologia seguida, a ERSE procedeu à actualização dos valores utilizando o IP previsto para 2011 (1,9%).

No Quadro 6-28 apresentam-se os valores actualmente em vigor, os valores propostos pela EDA e os valores limite aprovados pela ERSE para 2011.

**Quadro 6-28 - Valores limite previstos no artigo 7.º do RQS para 2011, na RAA
(monitorização da onda de tensão)**

Unidade: EUR

Cliente	Valores limite em vigor em 2010	Valores propostos pela EDA para 2011	Valores limite para 2011
BTN	19,79	20,19	20,17
BTE	206,41	210,54	210,33
MT	1 019,41	1 039,80	1 038,78

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 2011 (2,0%), 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 2011 foram calculados tendo em consideração os valores actualmente em vigor actualizados pelo IP previsto para 2011 (1,9%).

No Quadro 6-29 apresentam-se os valores limite actualmente em vigor, os valores propostos pela EEM e os valores limite aprovados pela ERSE para 2011.

**Quadro 6-29 - Valores limite previstos no artigo 7.º do RQS para 2011, na RAM
(monitorização da onda de tensão)**

Unidade: EUR

Cliente	Valores limite em vigor em 2010	Valores limite propostos pela EEM para 2011	Valores limite para 2011
BTN	21,67	22,10	22,08
BTE	169,78	173,18	173,01
MT	1 004,07	1 024,15	1 023,15

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 ÀS INSTALAÇÕES DE CLIENTES (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 2011 (2,0%). Nestes dois casos, conforme anteriormente referido, a ERSE considera ser mais adequado proceder à actualização dos valores pelo IP previsto para 2011 (1,9%).

No Quadro 6-14 apresenta-se o valor em vigor, a proposta da EDA, a compensação associada por incumprimento do padrão de qualidade de serviço individual e o valor aprovado pela ERSE para 2011.

Quadro 6-30 - Preço previsto no artigo 34.º do RQS para 2011 (visita à instalação do cliente)

Unidade: EUR

Cliente	Valores em vigor em 2010 na RAA	Valores propostos pela EDA para 2011	Compensação associada	Valores para 2011
BTN	12,90	13,16	15,00	13,15
BTE	25,00	25,00	25,00	25,00
MT	41,29	42,12	75,00	42,07

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 foi adoptada para a RAA.

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 2011 (2,0%). Nestes dois casos, a ERSE considera ser mais adequado proceder à actualização dos valores utilizando o IP previsto para 2011 (1,9%).

Quadro 6-31 - Preço previsto no artigo 34.º do RQS para 2011 (visita à instalação do cliente)

Unidade: EUR

Cliente	Valores em vigor em 2010 na RAM	Valores propostos pela EEM para 2011	Compensação associada	Valores para 2011
BTN	13,91	14,19	15,00	14,17
BTE	25,00	25,00	25,00	25,00
MT	27,81	28,37	75,00	28,34

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 considera adequado 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 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 2011 (2,0%). Conforme já anteriormente referido, nestas situações, a ERSE considera ser mais adequado proceder à limitação da variação dos valores através do IP previsto para 2011 (1,9%).

No Quadro 6-32 apresentam-se os valores aprovados pela ERSE para 2011, 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 2011 na RAA
(avarias na alimentação individual dos clientes)**

Unidade: EUR

Cliente	Valores em vigor na RAA em 2010	Valores propostos pela EDA para 2011	Compensação associada	Valores para 2011
BTN	7,50	7,50	7,50	7,50
BTE	25,00	25,00	25,00	25,00
MT (HN)	61,92	63,16	75,00	63,10
MT (HE)	75,00	75,00	75,00	75,00

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

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

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

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Na RAM, propõe-se a adopção de metodologia idêntica à aplicada 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 2011 (2,0%). No Quadro 6-33 apresentam-se os valores aprovados pela ERSE para 2011, que limitam a variação dos valores ao IP previsto para 2011 (1,9%).

Quadro 6-33 - Valores da quantia prevista no artigo 35.º do RQS para 2011 na RAM (avarias na alimentação individual dos clientes)

Unidade: EUR

Cliente	Valores em vigor na RAM em 2010	Valores propostos pela EEM para 2011	Compensação associada	Valores para 2011
BTN	7,50	7,50	7,50	7,50
BTE	25,00	25,00	25,00	25,00
MT (HN)	41,73	42,56	75,00	42,52
MT (HE)	49,63	50,62	75,00	50,57

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 2010 E 2011

A evolução nominal dos preços médios das tarifas por actividade, entre 2010 e 2011, é apresentada da Figura 7-1 à Figura 7-8. 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.

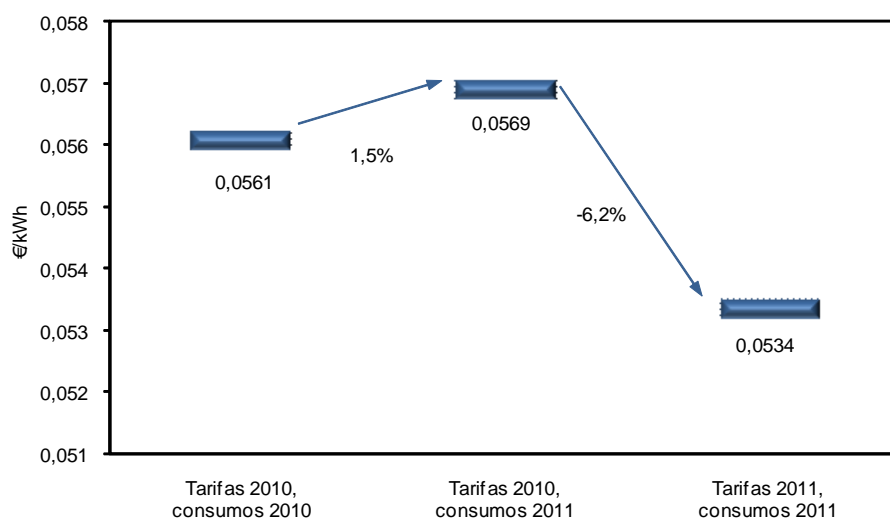
A evolução do preço médio da tarifa de Energia, entre 2010 e 2011, pode ser representada através de três estados (Figura 7-1).

O primeiro estado corresponde à situação prevista em 2009, no cálculo das tarifas de 2010, em que se considerou um preço médio de 0,0561 €/kWh.

O segundo estado corresponde ao preço médio com a estrutura e o nível de consumos previstos para 2011. Mantendo os preços das tarifas de 2010, a evolução da estrutura de consumos origina um acréscimo de 1,5% no preço médio.

O terceiro estado corresponde ao preço médio da tarifa de Energia previsto para 2011 (0,0534 €/kWh), que implica uma redução tarifária de 6,2% entre 2010 e 2011.

**Figura 7-1 - Preço médio da tarifa de Energia
2011/2010**



Varição preço médio= -4,8%
Varição tarifária= -6,2%

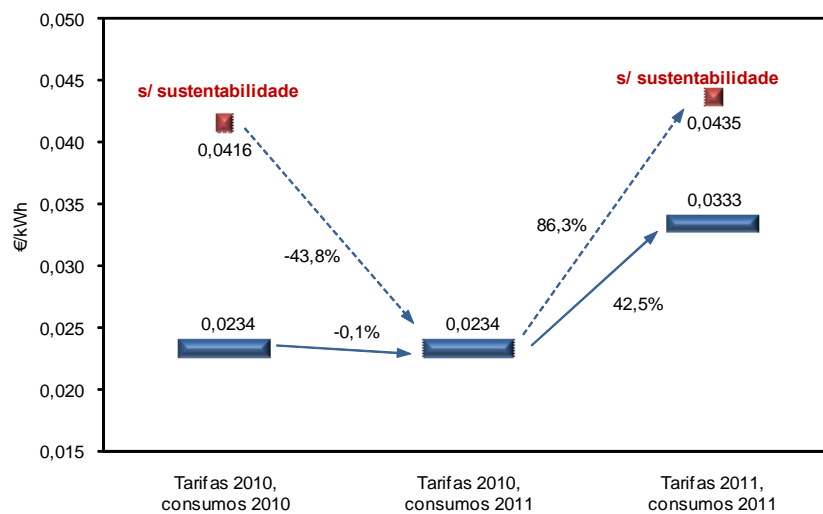
A evolução do preço médio da tarifa de UGS, entre 2010 e 2011, pode ser representada através de três estados (Figura 7-2). O primeiro estado corresponde à situação prevista em 2009, no cálculo das tarifas de 2010, em que se considerou um preço médio de 0,0234 €/kWh.

No primeiro estado, o valor de 0,0416 €/kWh corresponde ao preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema caso 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.

No segundo estado é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2011. Mantendo os preços das tarifas de 2010, a evolução da estrutura de consumos origina um decréscimo de 0,1% no preço médio.

No terceiro estado observa-se o preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema previsto para 2011 (0,0333 €/kWh), que corresponde a um aumento tarifário de 42,5% entre 2010 e 2011. Esta variação seria superior se não fosse novamente tomada a decisão de repercutir os desvios de energia do CUR na UGS. Este agravamento é fundamentalmente determinado pela redução do desvio de energia do CUR incluído na UGS, face ao valor incluído em 2010, pelo aumento do sobrecusto na produção em regime especial a partir de fontes de energia não renovável e, em menor grau, pelo aumento dos CMEC e da garantia de potência.

**Figura 7-2 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema
2011/2010**

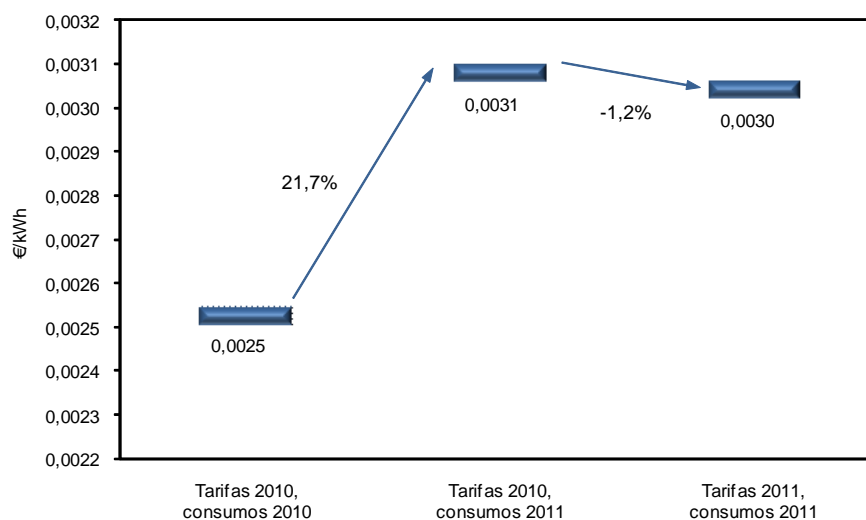


Variação preço médio= 42,4%

Variação tarifária= 42,5%

No que concerne as tarifas de Uso da Rede de Transporte, verifica-se um acréscimo de 20,3% no preço médio da tarifa de URT em MAT, devida à alteração da estrutura de consumos e à variação tarifária de -1,2%.

**Figura 7-3 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
2011/2010**

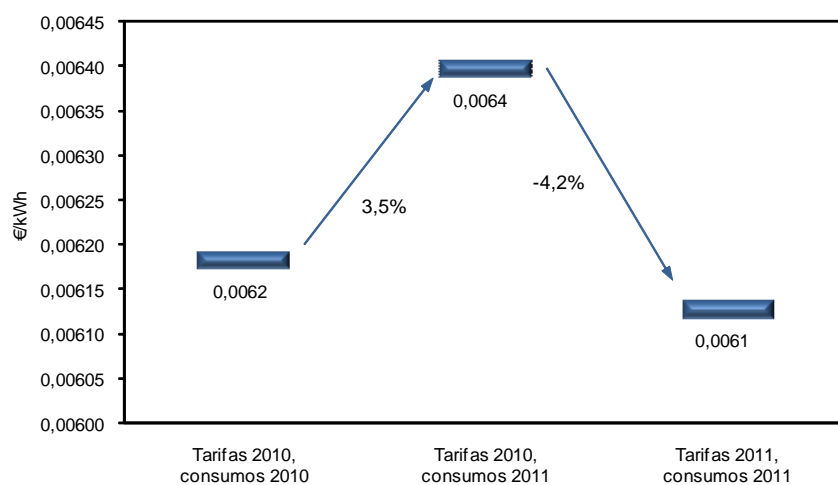


Variação preço médio= 20,3%

Variação tarifária= -1,2%

Na tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT verifica-se uma redução do preço médio de 0,9%, devido à variação tarifária de -4,2%.

**Figura 7-4 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
2011/2010**

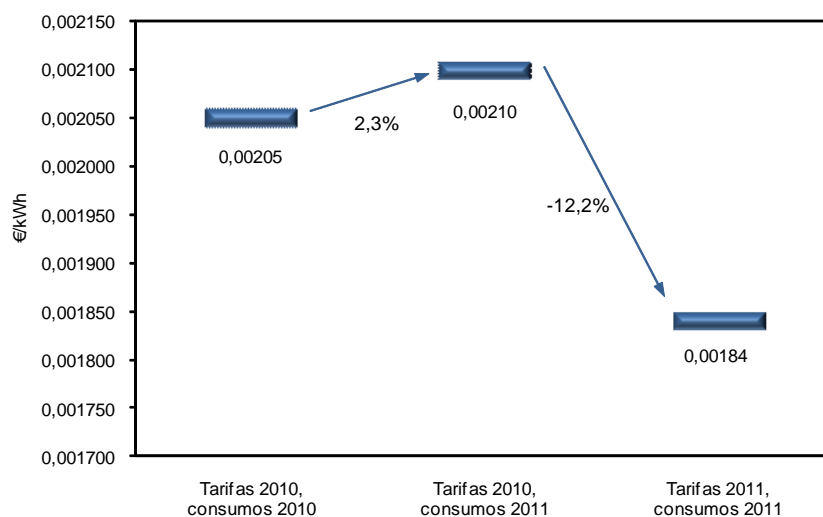


Varição preço médio= -0,9%

Varição tarifária= -4,2%

Na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT observa-se uma redução de 10,1% no preço médio, resultante de uma variação tarifária de -12,2% e da alteração na estrutura de consumos, de 2,3%.

**Figura 7-5 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
2011/2010**



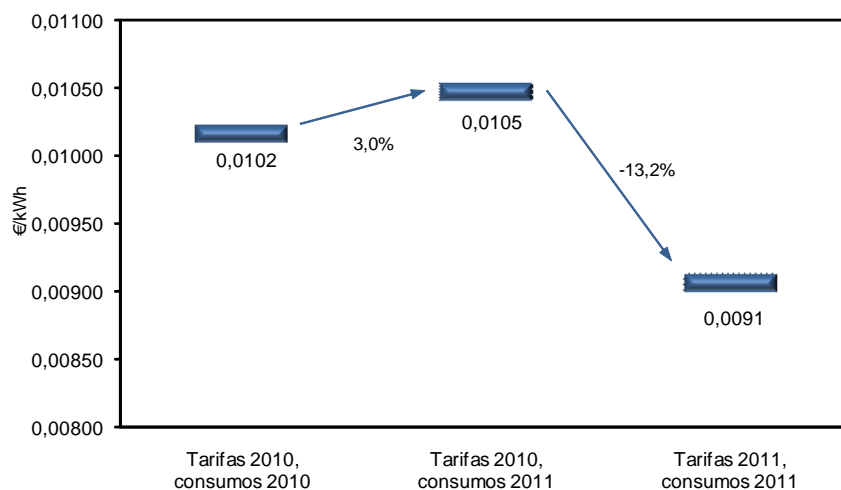
Varição preço médio= -10,1%

Varição tarifária= -12,2%

A alteração da estrutura de consumos foi responsável por um acréscimo no preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT de 3,0% e a variação tarifária por uma redução de 13,2%. Assim, o

preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT observa, em 2011, uma diminuição de 10,6%.

**Figura 7-6 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
2011/2010**

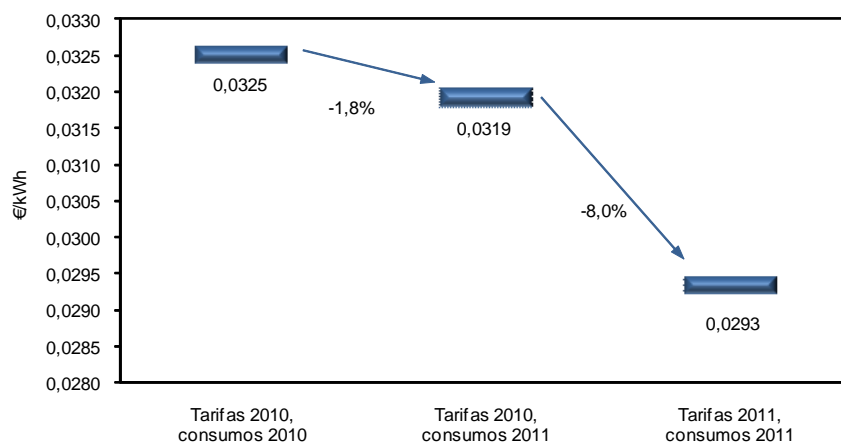


Varição preço médio= -10,6%

Varição tarifária= -13,2%

Na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT observa-se um decréscimo de 9,7% no preço médio, resultante de uma variação tarifária de -8,0% e da alteração na estrutura de consumos (-1,8%).

**Figura 7-7 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
2011/2010**

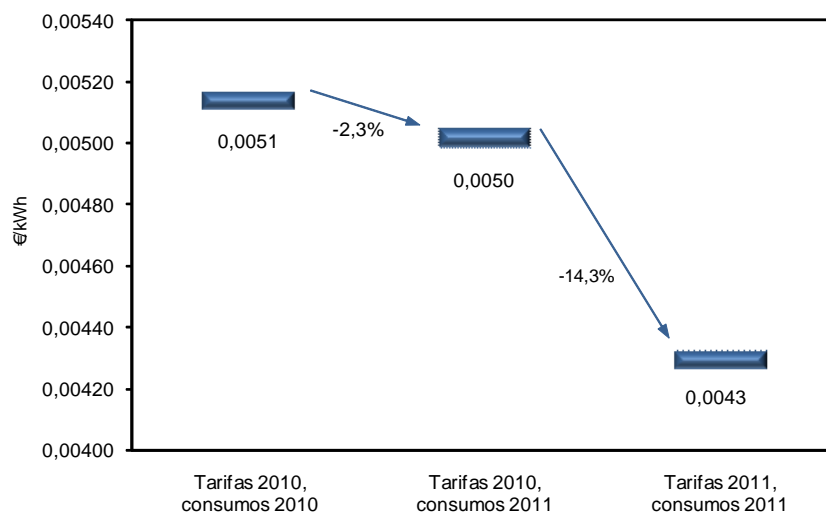


Varição preço médio= -9,7%

Varição tarifária= -8,0%

Na tarifa de Comercialização em BTN a diminuição no preço médio é de 16,3%, resultante de uma variação tarifária de -14,3% e do efeito de alteração da estrutura de consumos (-2,3%) (Figura 7-8).

**Figura 7-8 - Preço médio da tarifa de Comercialização em BTN
2011/2010**



Varição preço médio= -16,3%

Varição tarifária= -14,3%

7.1.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS POR ACTIVIDADE ENTRE 1999 E 2011

O Quadro 7-1 e a Figura 7-9 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 2011 foram calculados com base na estrutura de consumos de 2011. A não consideração da estrutura de consumos de 2011 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 2011.

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	2011	Variação 2011/2002*
Energia	real	100	99	104	4%	100	96	101	104	4%	99	97	89	-10%	125	87	80	-20%
	nominal	100	101	111	11%	100	100	107	113	13%	110	111	104	-5%	148	104	97	-3%
Uso Rede Transporte	real	100	90	76	-24%	100	93	103	105	5%	102	114	146	43%	146	188	176	76%
	nominal	100	93	81	-19%	100	96	109	114	14%	114	131	170	50%	173	223	214	114%
Uso Rede Distribuição AT	real	100	94	85	-15%	100	97	77	70	-30%	79	73	150	90%	163	163	140	40%
	nominal	100	97	91	-9%	100	101	82	76	-24%	88	84	175	99%	193	194	170	70%
Uso Rede Distribuição MT	real	100	94	88	-12%	100	96	92	85	-15%	90	93	95	5%	99	99	84	-16%
	nominal	100	97	94	-6%	100	99	97	92	-8%	101	106	111	10%	117	118	102	2%
Uso Rede Distribuição BT	real	100	94	89	-11%	100	95	93	89	-11%	89	93	99	11%	91	100	90	-10%
	nominal	100	97	95	-5%	100	98	98	97	-3%	99	106	115	17%	107	119	110	10%
Uso Global do Sistema	real	100	86	87	-13%	100	131	138	194	94%	225	272	441	96%	49	478	668	568%
	nominal	100	88	93	-7%	100	135	146	210	110%	251	312	515	106%	58	569	811	711%
Comercialização em MAT, AT e MT	real	-	-	-	-	100	286	437	337	237%	271	241	72	-73%	222	128	-	28%
	nominal	-	-	-	-	100	295	462	365	265%	301	276	84	-72%	262	152	-	52%
Comercialização em BTE	real	-	-	-	-	100	166	255	243	143%	197	198	85	-57%	108	70	-	-30%
	nominal	-	-	-	-	100	171	269	263	163%	219	227	99	-55%	128	83	-	-17%
Comercialização em BTN	real	-	-	-	-	100	139	106	88	-12%	79	99	108	36%	126	125	105	5%
	nominal	-	-	-	-	100	144	112	95	-5%	88	113	127	43%	149	149	128	28%

* Nas actividades de Comercialização em MAT, AT e MT e Comercialização em BTE corresponde à variação entre 2002 e 2010

Importa clarificar que a variação da tarifa de Energia entre 2002 e 2011 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.

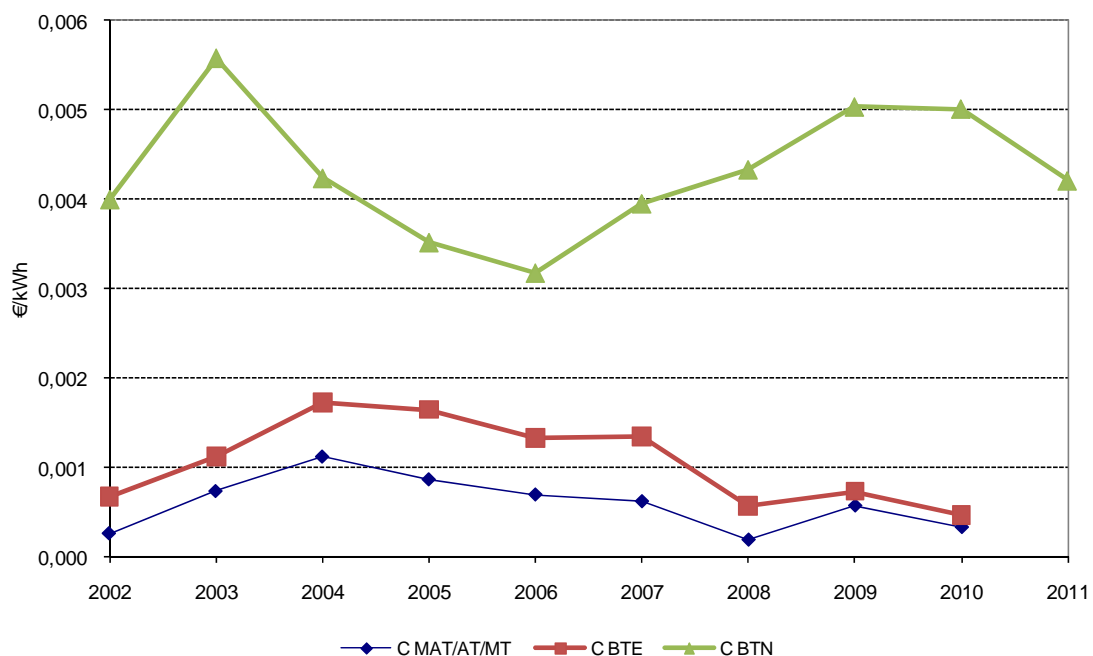
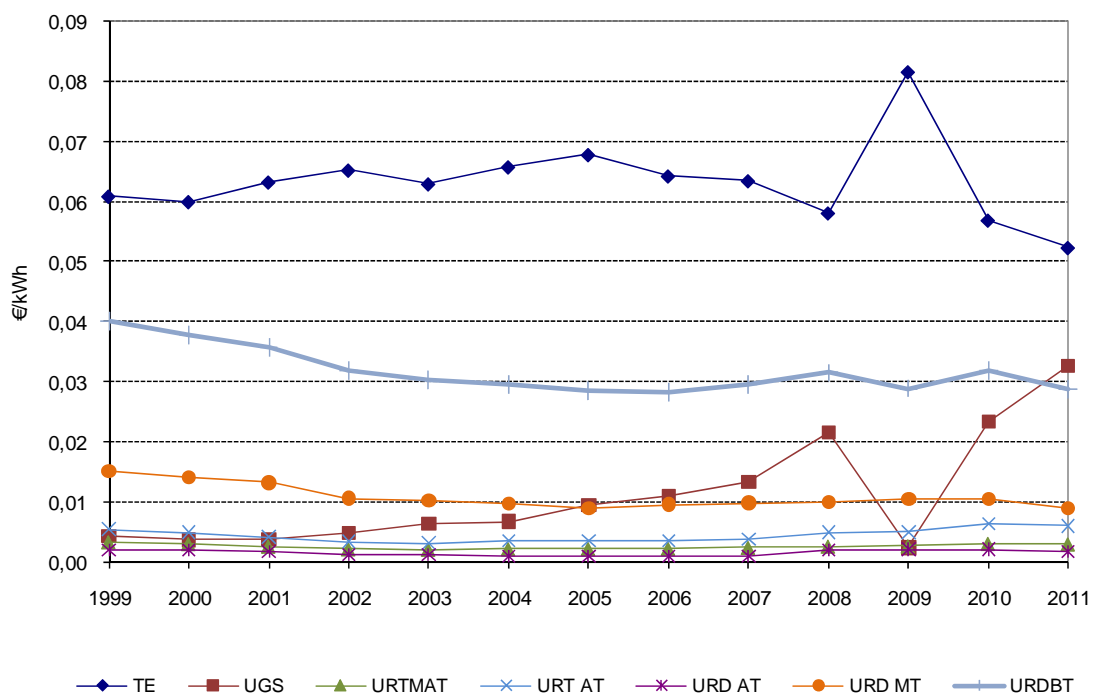
Na Figura 7-9 apresenta-se a evolução das tarifas por actividade a preços constantes de 2010. Estes preços médios são referidos aos fornecimentos do comercializador de último recurso e às entregas de

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 7-9 - Evolução das tarifas por actividade
(preços constantes de 2010)**



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 2010 E 2011

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 2010 e 2011.

A evolução do preço médio da tarifa de Acesso às Redes, entre 2010 e 2011, pode ser representada através de três estados (Figura 7-10 e Quadro 7-2). O primeiro estado corresponde à situação prevista em 2009, no cálculo das tarifas de 2010, em que se considerou um preço médio de 0,0570 €/kWh. O preço médio seria de 0,0752 €/kWh caso 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.

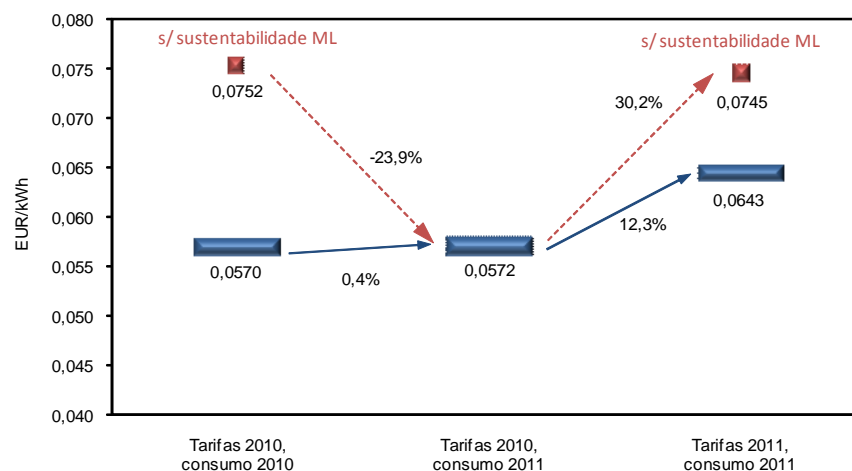
No segundo estado é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2011. Mantendo os preços das tarifas de 2010, a evolução da estrutura de consumos origina um acréscimo de 0,4% no preço médio.

No terceiro estado observa-se o preço médio da tarifa de Acesso às Redes previsto para 2011 (0,0643 €/kWh), que corresponde a um aumento tarifário de 12,3% entre 2010 e 2011. Esta variação seria superior se não fosse tomada novamente a decisão de repercutir os desvios de energia do CUR na UGS.

**Quadro 7-2 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes
2011/2010**

Estado e características	Tarifas 2010, consumo 2010 (1)	Tarifas 2010, consumo 2011 (2)	Tarifas 2011, consumo 2011 (3)
Proveitos (10 ⁶ Euros)	2 574	2 805	3 152
Consumo (GWh)	45 146	49 009	49 009
Preço médio (EUR/kWh)	0,0570	0,0572	0,0643
Variação (%)		(2)/(1) = 0,4%	(3)/(2) = 12,3%

**Figura 7-10 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes
2011/2010**

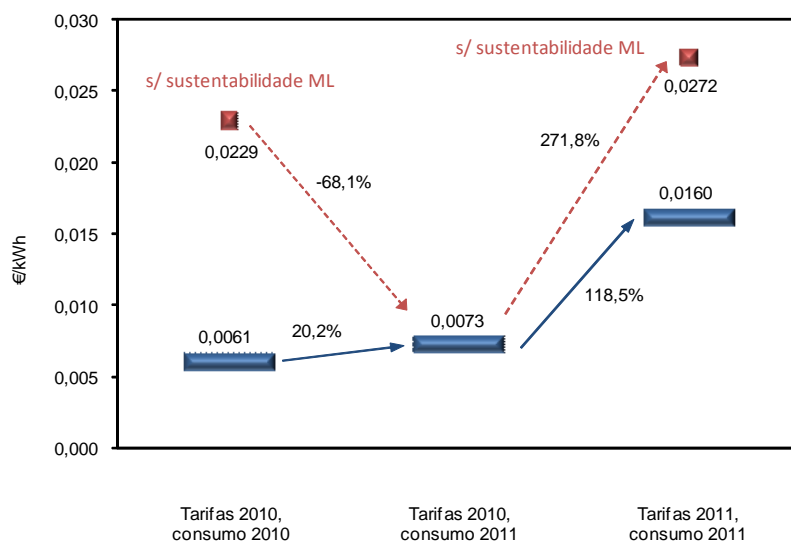


Variação tarifária = 12,3%

Variação preço médio = 12,8%

Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária entre 2010 e 2011 nos diferentes níveis de tensão (Figura 7-11 à Figura 7-15). Registam-se aumentos diferenciados por nível de tensão: 118,5% em MAT, 97,7% em AT, 50,4% em MT, 19,1% em BTE e 1,9% em BTN (com IP).

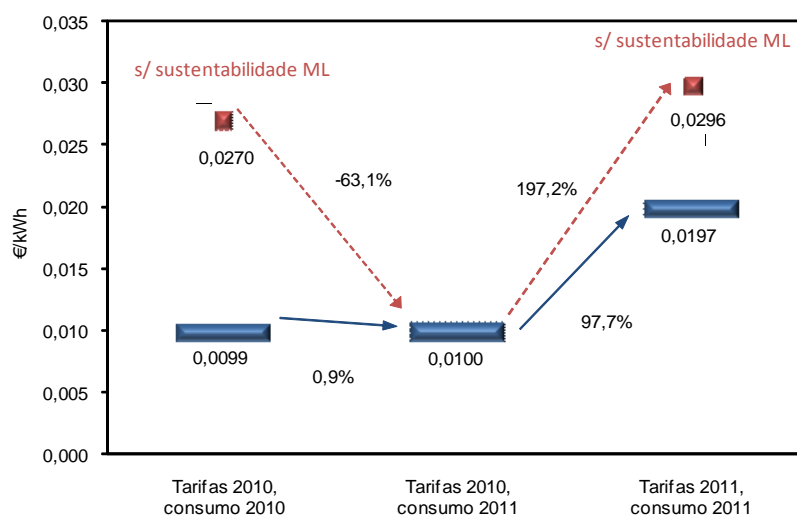
**Figura 7-11 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes em MAT
2011/2010**



Variação tarifária = 118,5%

Variação preço médio = 162,7%

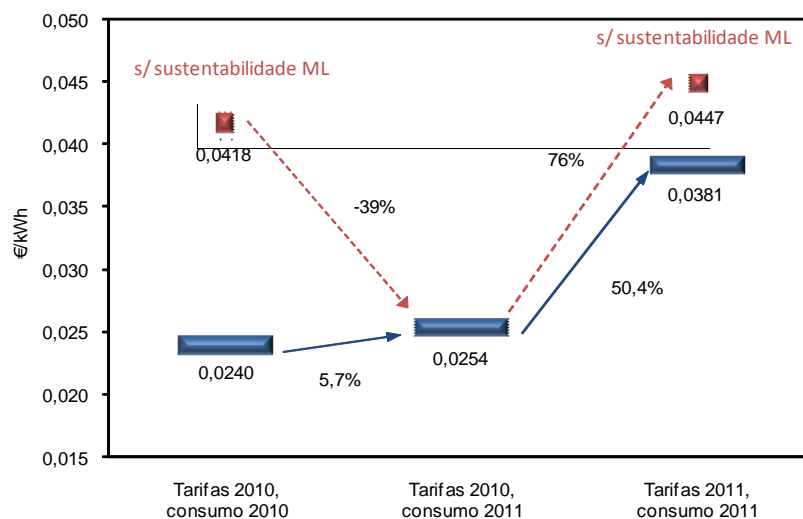
**Figura 7-12 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes em AT
2011/2010**



Varição tarifária = 97,7%

Varição preço médio = 99,4%

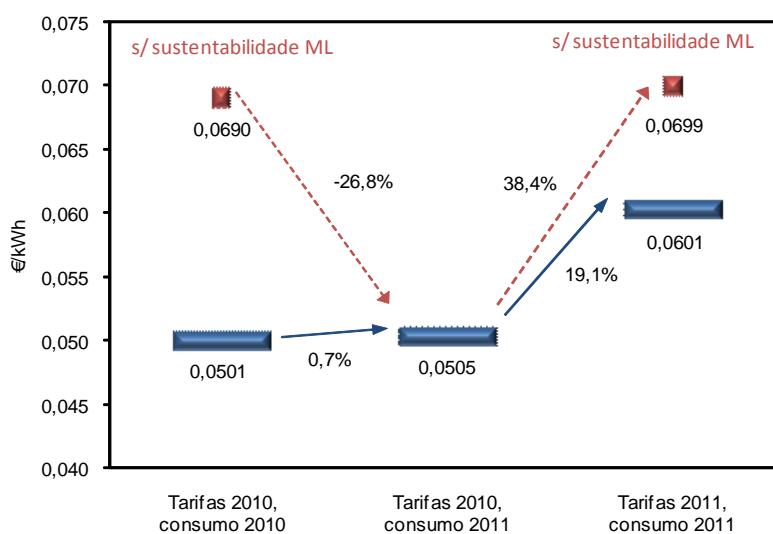
**Figura 7-13 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes em MT
2011/2010**



Varição tarifária = 50,4%

Varição preço médio = 59,0%

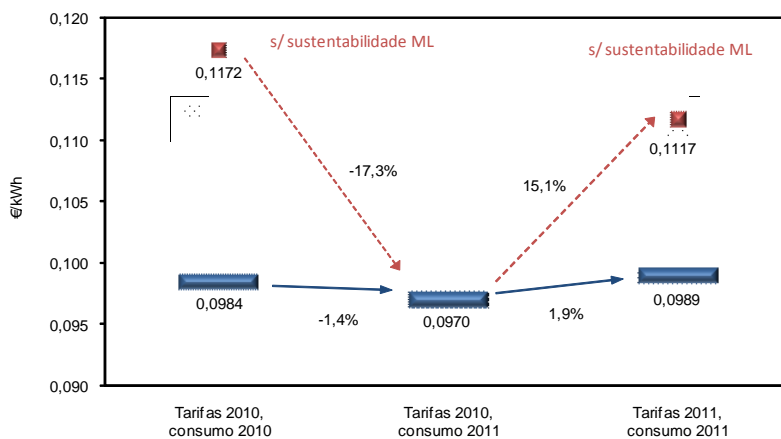
**Figura 7-14 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes BTE
2011/2010**



Variação tarifária = 19,1%

Variação preço médio = 19,9%

**Figura 7-15 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes BTN (com IP)
2011/2010**



Variação tarifária = 1,9%

Variação preço médio = 0,5%

7.2.2 EVOLUÇÃO DA ESTRUTURA DE PREÇO MÉDIO DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES ENTRE 2010 E 2011

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 BTN, entre 2010 e 2011.

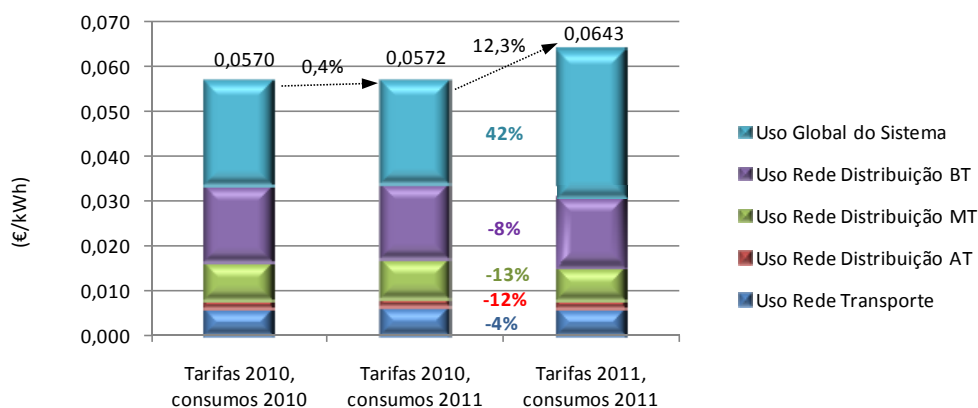
Na Figura 7-16, apresenta-se a evolução por actividade do preço médio da tarifa de Acesso às Redes, entre 2010 e 2011.

O preço médio apresenta uma subida de 12,8%, integrando uma variação tarifária de 12,3%.

Adicionalmente, quantificam-se as variações tarifárias por actividade: -4,2% para o Uso da Rede de Transporte, -12,2% para o Uso da Rede de Distribuição AT, -13,2% para o Uso da Rede de Distribuição MT, -8,0% para o Uso da Rede de Distribuição BT e 42,5% para o Uso Global do Sistema.

A variação acentuada da tarifa de Uso Global do Sistema é explicada por vários factores, nomeadamente, pelo aumento do sobrecusto na produção em regime especial a partir de fontes de energia não renovável, pela redução do desvio de energia do CUR incluído na UGS, face ao valor incluído em 2010 e, em menor grau, pelo aumento dos CMEC e da garantia de potência. A devolução aos consumidores na tarifa de Uso Global do Sistema do saldo dos desvios de energia do CUR de 2010 e 2011 e a redução dos custos com as redes veio atenuar em parte estes efeitos.

Figura 7-16 – Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes 2011/2010



Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária por actividade das tarifas de Acesso às Redes, entre 2010 e 2011, para os diferentes níveis de tensão. Registam-se aumentos diferenciados por nível de tensão: 118,5% em MAT, 97,7% em AT, 50,4% em MT, 19,1% em BTE e 1,9% 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 unicamente pelo aumento da tarifa de Uso Global do Sistema.

Figura 7-17 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MAT

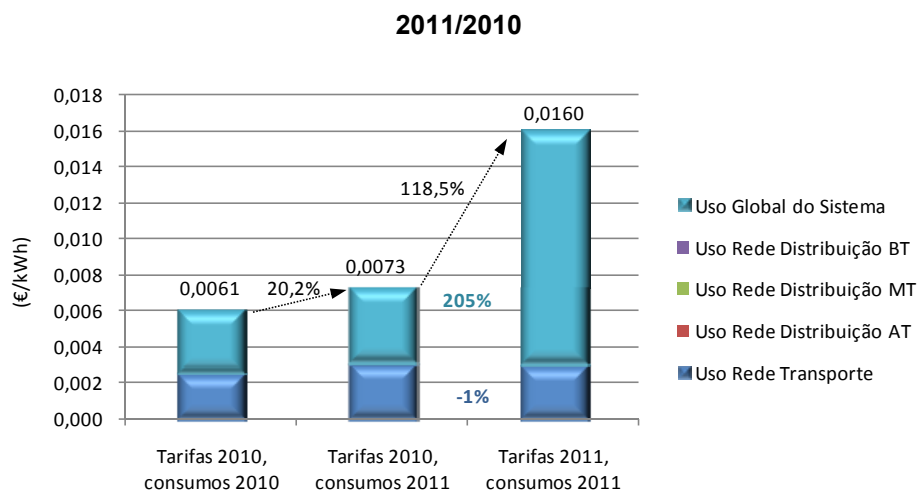


Figura 7-18 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em AT

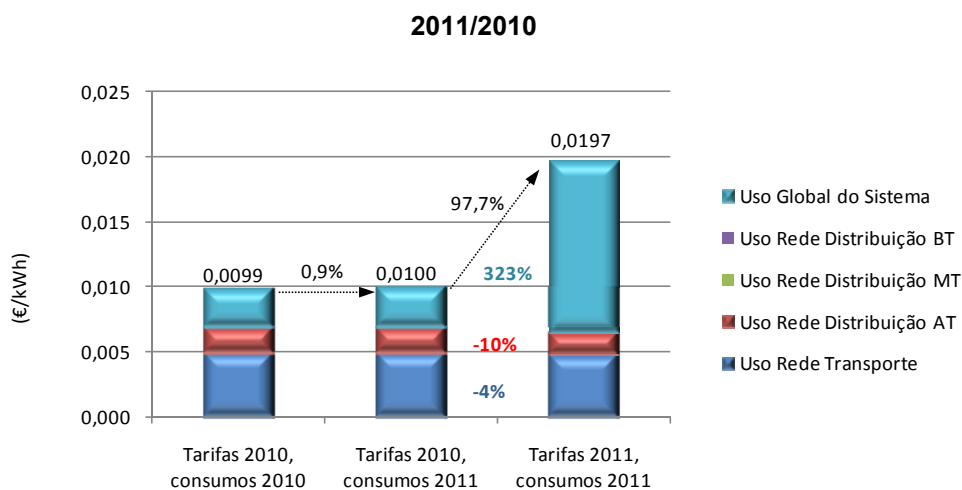


Figura 7-19 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MT

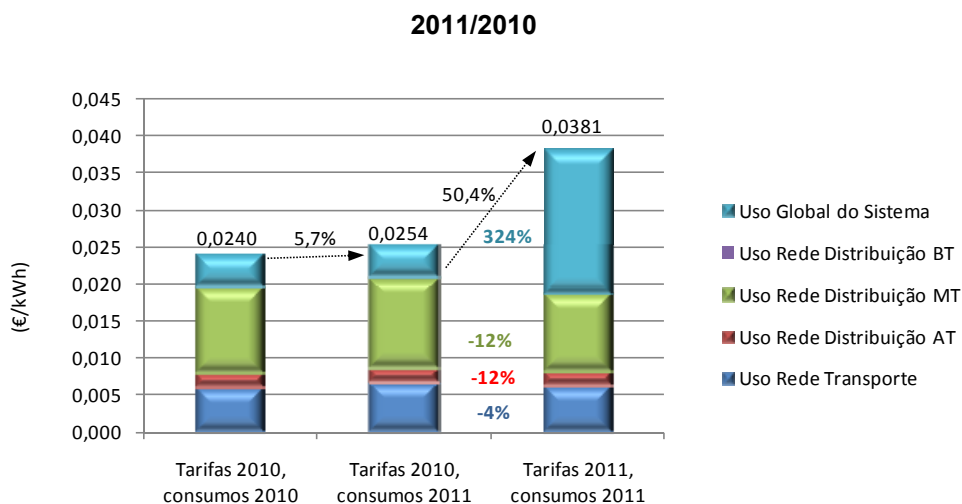


Figura 7-20 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTE
2011/2010

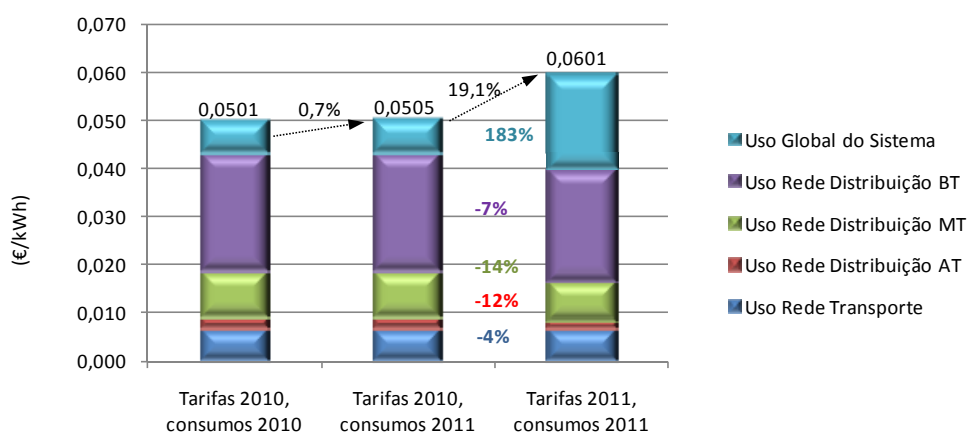
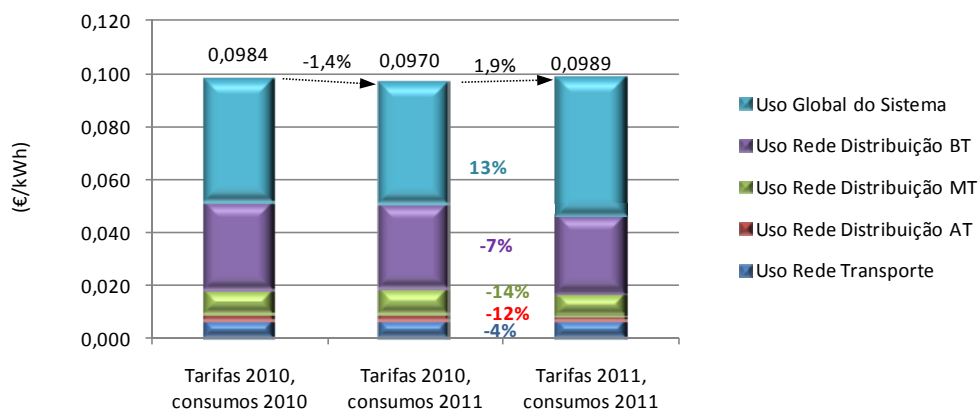


Figura 7-21 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTN (c/ IP)
2011/2010



7.2.3 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM 2011

Na Figura 7-22, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição por actividade regulada do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2011. Na Figura 7-23, apresenta-se a estrutura do preço médio por actividade regulada para cada nível de tensão.

Figura 7-22 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2011, decomposto por actividade

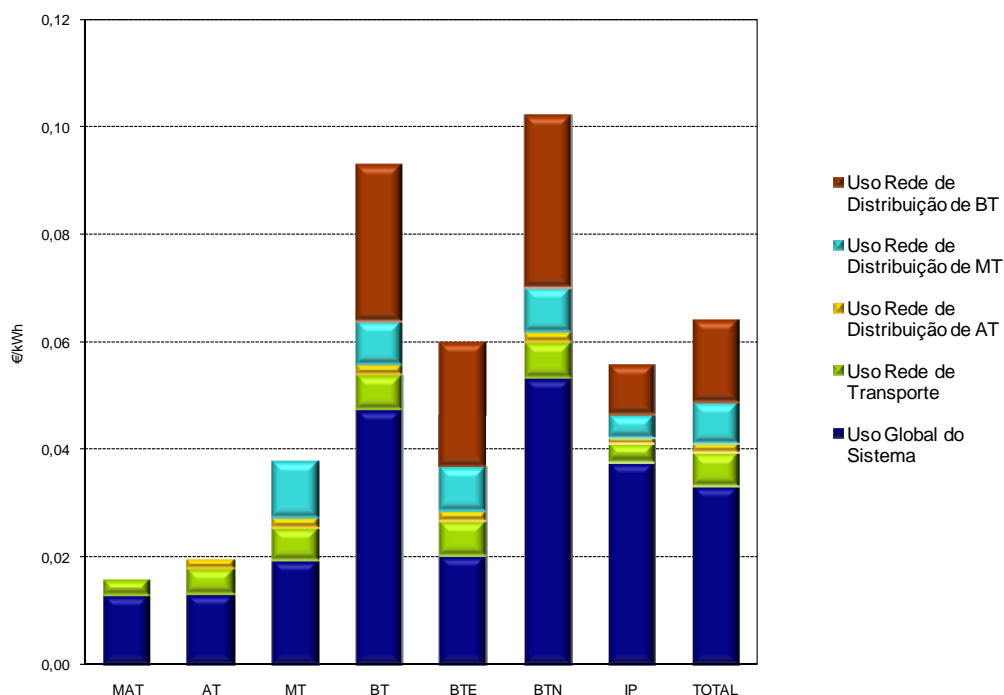
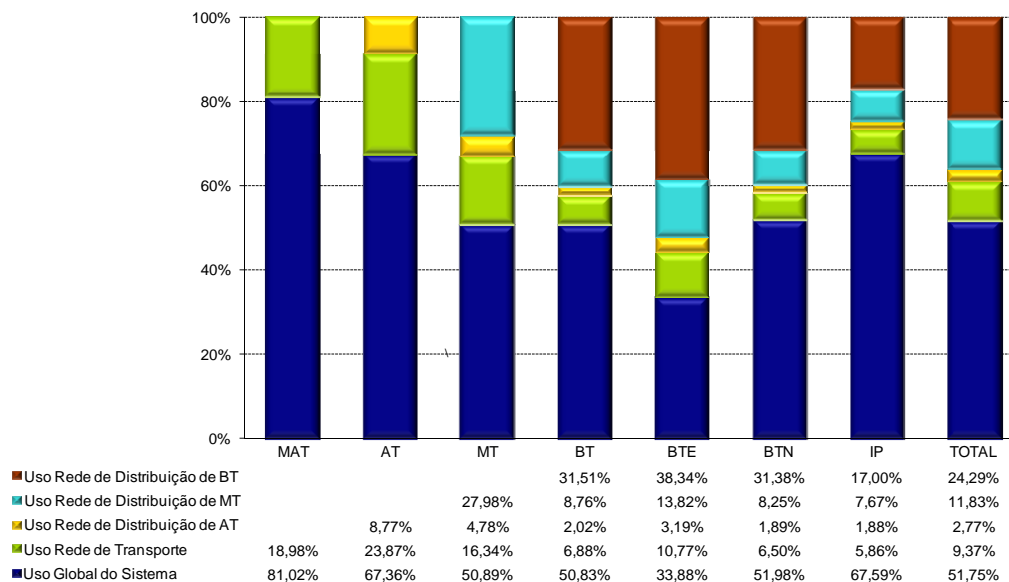


Figura 7-23 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2011



Na Figura 7-24 e na Figura 7-25, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes nas parcelas 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 e III da tarifa de Uso Global do Sistema, nomeadamente, (i) sobrecusto com o Agente Comercial, (ii) os custos de garantia de potência, (iii) os Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual, (iv) a afectação do valor do equilíbrio económico-financeiro das concessões das centrais hídricas, (v) custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas, (vi) custos com a convergência tarifária relativos aos anos de 2008 e 2009, (vii) sobrecusto da Produção em Regime Especial, (viii) custos com a ERSE e transferências para a AdC, (ix) custos com as sociedades OMIP, S.A. e OMI CLEAR, S.A., (x) custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de energia eléctrica, (xi) custos com os terrenos dos centros electroprodutores afectos ao domínio público hídrico, (xii) défices tarifários de BT e BTN relativos a 2008 e 2009, respectivamente, défice tarifário de 2009 gerado ao abrigo do DL 165/2008, (xiii) rendas de concessão em baixa tensão, (xiv) custos com o Plano de Promoção do Desempenho Ambiental, (xv) 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 7-24 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2011 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema, Custos de Interesse Económico Geral e Sustentabilidade do Mercado Livre

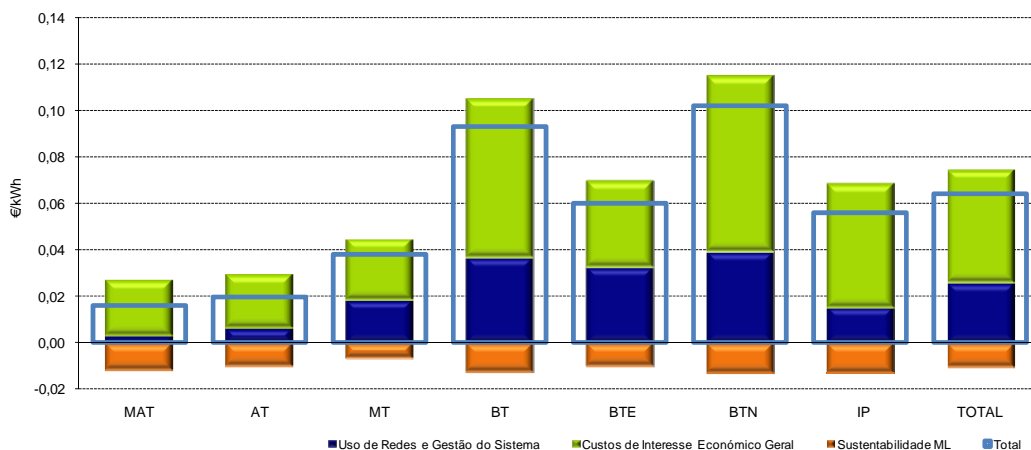
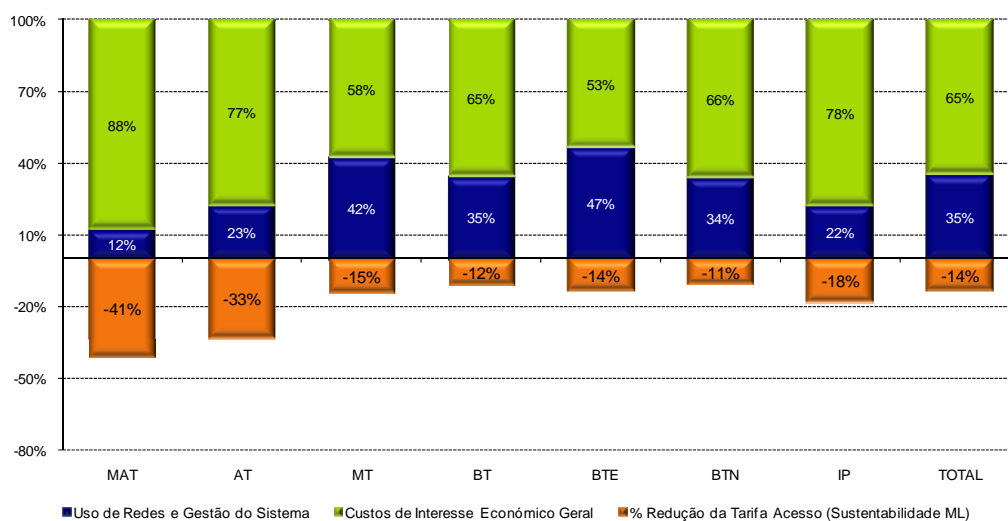


Figura 7-25 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2011 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico Geral



7.2.4 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES ENTRE 1999 E 2011

A Figura 7-26 e a Figura 7-27 apresentam a evolução tarifária observada nas tarifas de Acesso às Redes, no período compreendido entre 1999 e 2011, por nível de tensão.

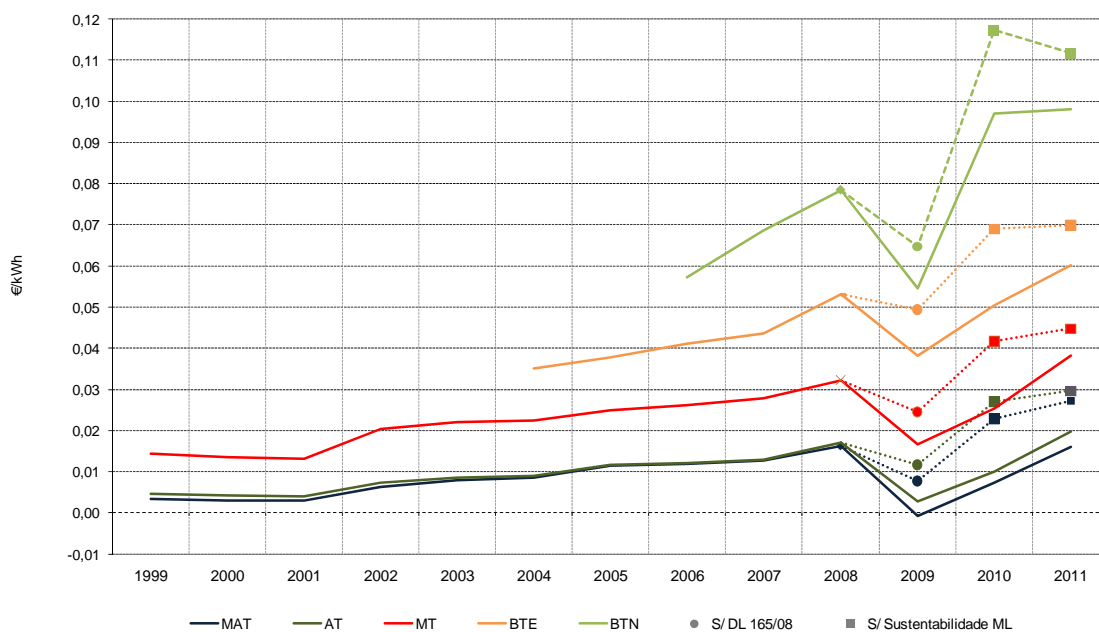
Os preços médios apresentados foram calculados com base na estrutura das entregas de 2011, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. É importante ter em conta que estes preços não constituem os preços médios

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 e 2011 sem as disposições regulamentares que permitem assegurar a sustentabilidade do mercado livre.

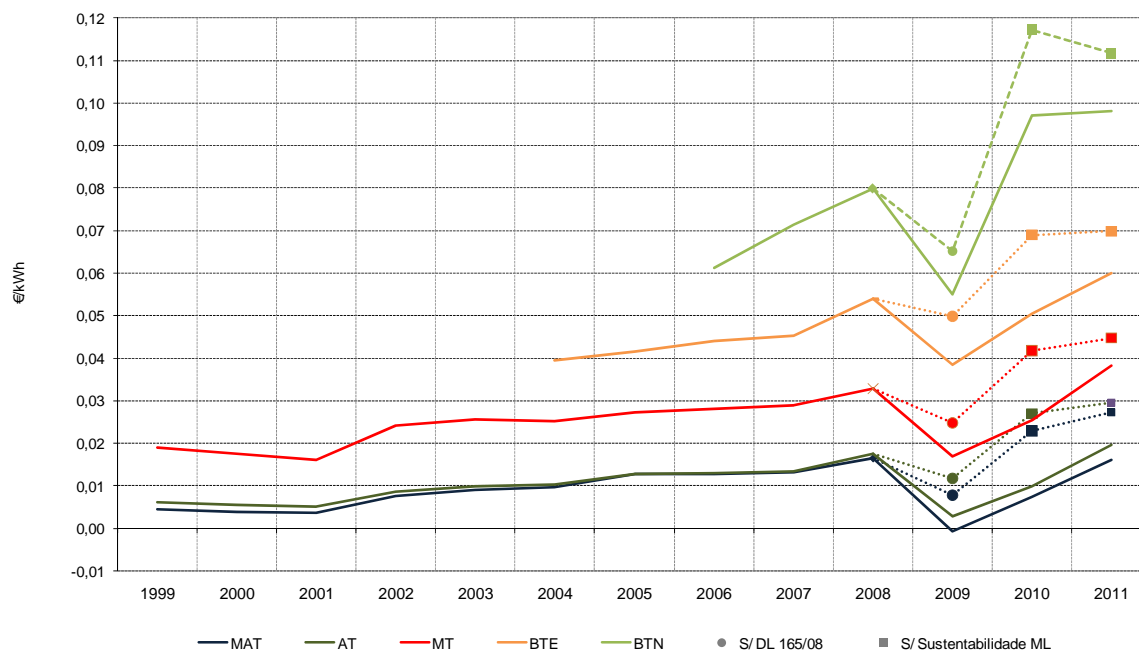
No período analisado, os preços médios das tarifas de Acesso às Redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN sofreram variações médias anuais nominais de 12,7%, 11,7%, 7,8%, 6,9% e 9,5%, respectivamente.

**Figura 7-26 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes
(preços correntes)**



No período analisado na figura seguinte, os preços médios das tarifas de Acesso às Redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN sofreram variações médias anuais de 10,3%, 9,3%, 5,4%, 5,3% e 8,2%, respectivamente, a preços constantes de 2010.

**Figura 7-27 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes
(preços constantes de 2010)**



No quadro seguinte apresenta-se a evolução das tarifas de Acesso às Redes, desde 1999.

Quadro 7-3 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes, por nível de tensão

		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Variação 2011/1999
MAT	real	100	88	83	169	205	216	285	287	299	372	-15	165	357	257%
	nominal	100	91	89	187	235	254	343	354	380	482	-20	217	475	375%
AT	real	100	89	83	141	162	167	208	211	219	285	47	162	318	218%
	nominal	100	91	88	157	185	196	250	261	279	369	62	214	424	324%
MT	real	100	92	85	127	134	132	143	147	152	173	88	133	199	99%
	nominal	100	94	91	141	153	155	172	182	193	224	116	176	265	165%
BTE	real	-	-	-	-	-	100	105	111	115	137	97	128	151	51%
	nominal	-	-	-	-	-	100	108	117	124	151	109	144	171	71%
BTN	real	-	-	-	-	-	-	-	100	117	131	90	159	160	60%
	nominal	-	-	-	-	-	-	-	100	120	137	95	170	173	73%

7.3 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS E DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

7.3.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO ENTRE 2010 E 2011

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

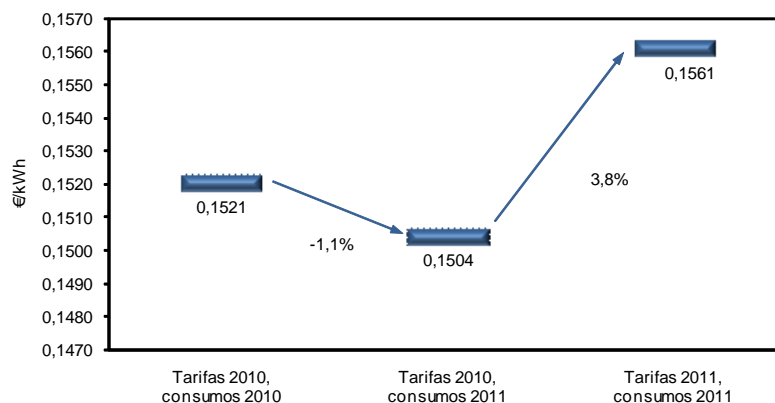
- Preços médios obtidos por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN de 2010 publicadas em Dezembro de 2009.
- Preços médios resultantes da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN de 2010 aos consumos de 2011.
- Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN a vigorarem em 2011.

Conforme se ilustra no Quadro 7-4 e na Figura 7-28, em 2011, verificar-se-á uma subida de 3,8% nas tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN do comercializador de último recurso, relativamente às tarifas de 2010, a que corresponde uma variação de 2,6% no preço médio.

Quadro 7-4 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN do comercializador de último recurso
2011/2010

Estado e características	Tarifas 2010, consumos 2010	Tarifas 2010, consumos 2011	Tarifas 2011, consumos 2011
Proveitos (10 ⁶ EUR)	2 851	3 033	3 147
Consumo (GWh)	18 750	20 163	20 163
Preço médio (€/kWh)	(1) 0,1521	(2) 0,1504	(3) 0,1561
Variação (%)		(2)/(1) = -1,1%	(3)/(2) = 3,8%

Figura 7-28 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN do comercializador de último recurso 2011/2010



Variação preço médio = 2,6%

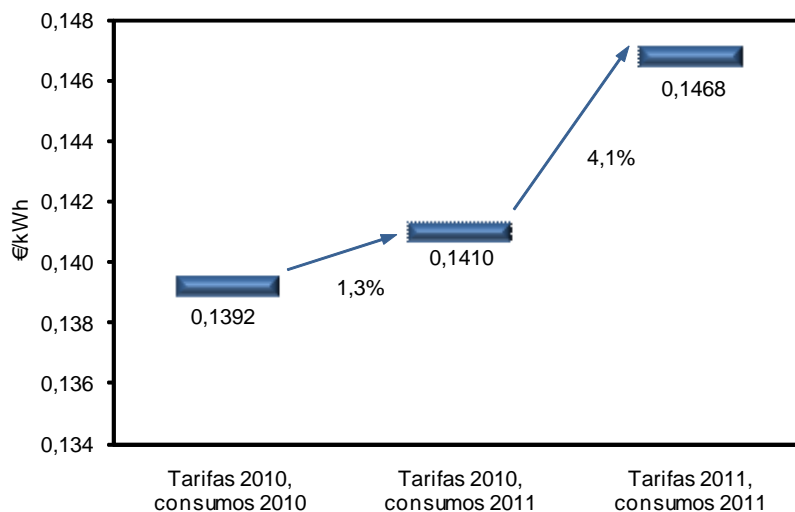
Variação tarifária = 3,8%

O primeiro estado representado corresponde à situação prevista em Dezembro de 2009 para vigorar em Janeiro de 2010, em que a proveitos permitidos de 2 851 milhões de euros e a consumos de 18,8 TWh corresponde o preço médio de 0,1521 €/kWh.

No segundo estado, é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2011. Mantendo os preços das tarifas de 2010, a evolução da estrutura de consumos origina uma diminuição de 1,1% no preço médio. No último estado apresenta-se o preço médio que se irá observar em 2011, 0,1561 €/kWh, e a variação tarifária de 3,8%.

Em seguida apresentam-se figuras com a evolução do preço médio entre 2010 e 2011, para o detalhe da Baixa Tensão (Figura 7-29 a Figura 7-31). Para os clientes em BTN com potências contratadas superiores a 20,7 kVA ocorrem variações de 4,1%, enquanto que para os clientes em BTN com potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA as variações são de 3,7%. Em IP, o acréscimo tarifário é de 4,8%.

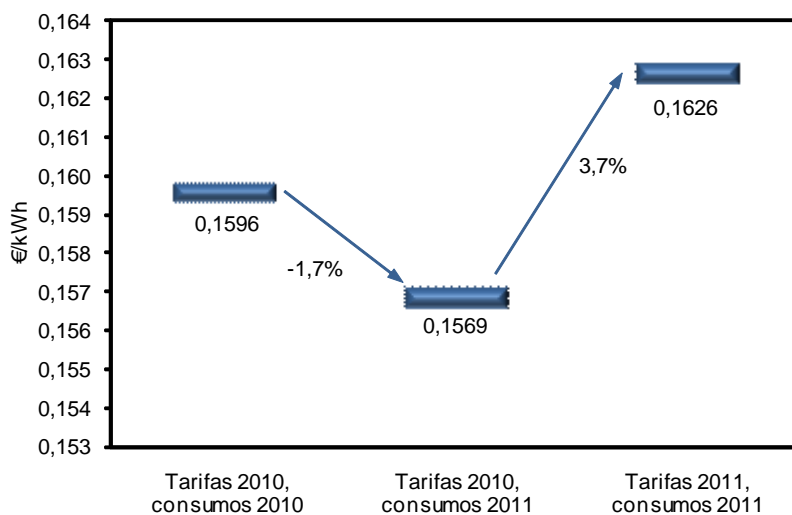
Figura 7-29 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTN (> 20,7 kVA)
2011/2010



Variação preço médio = 5,4%

Variação tarifária = 4,1%

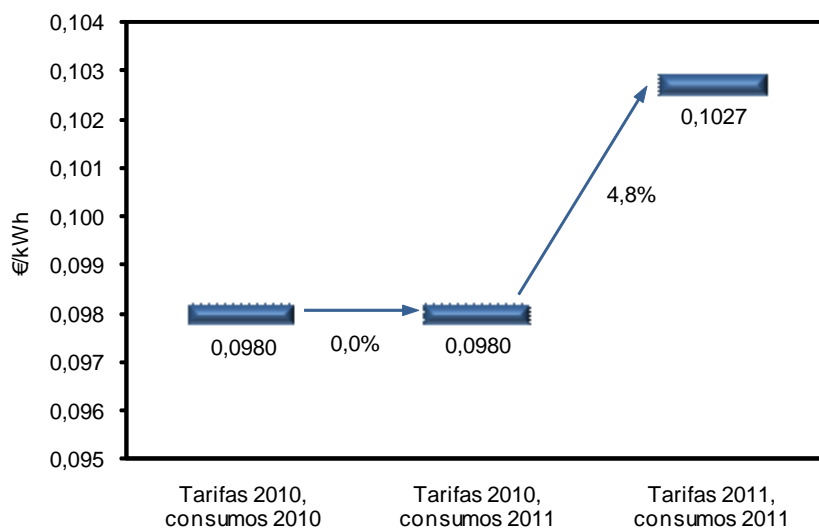
Figura 7-30 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTN sem IP ($\leq 20,7$ kVA)
2011/2010



Variação preço médio = 1,9%

Variação tarifária = 3,7%

**Figura 7-31 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em IP
2011/2010**



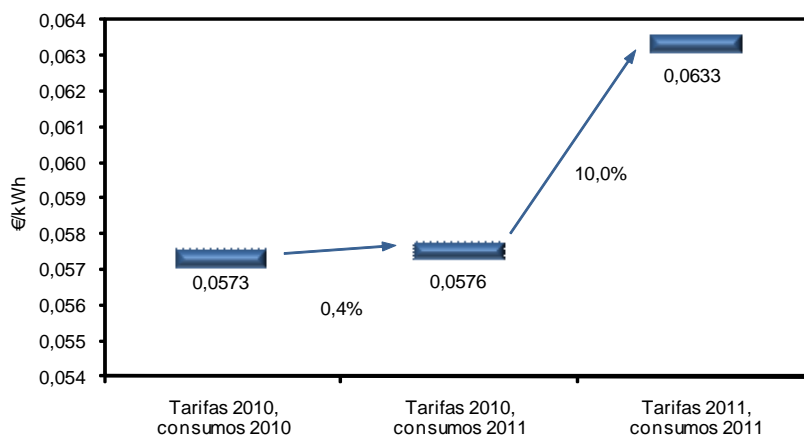
Variação preço médio = 4,8%

Variação tarifária = 4,8%

7.3.2 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO NAS TARIFAS TRANSITÓRIAS

Em seguida apresentam-se figuras com a evolução do preço médio entre 2010 e 2011, para os níveis de tensão MAT, AT, MT, BTE (Figura 7-32 a Figura 7-35). Para os níveis de tensão MAT, AT observam-se variações de 10%. Para MT e BTE observam-se variações de 4%.

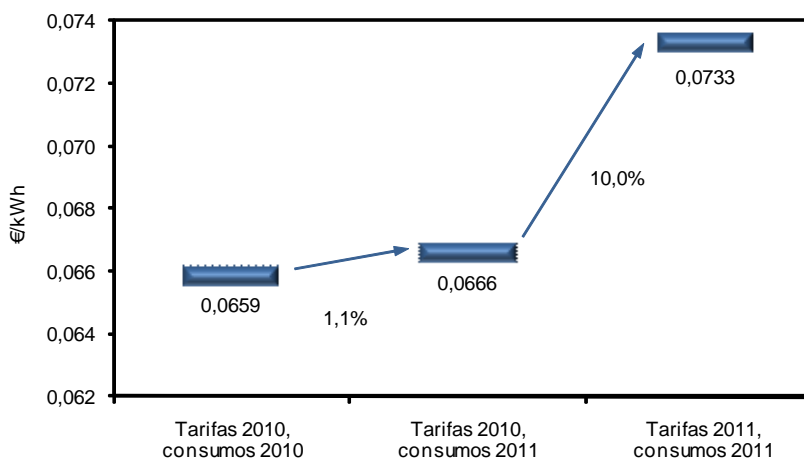
**Figura 7-32 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em MAT
2011/2010**



Variação preço médio = 10,4%

Variação tarifária = 10,0%

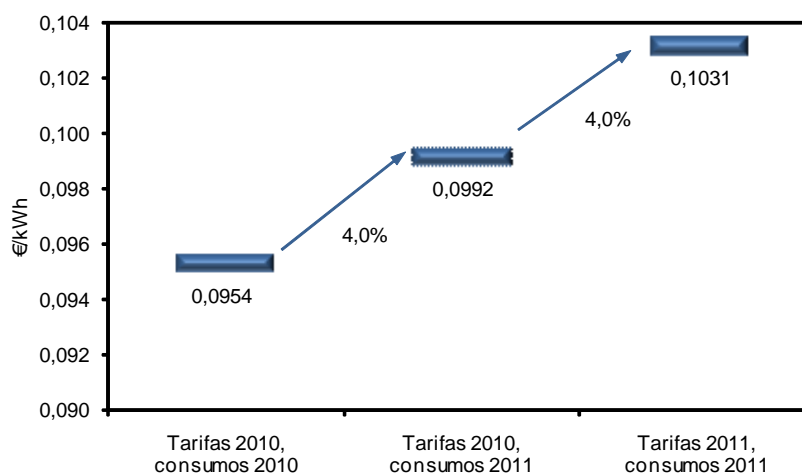
**Figura 7-33 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em AT
2011/2010**



Variação preço médio = 11,2%

Variação tarifária = 10,0%

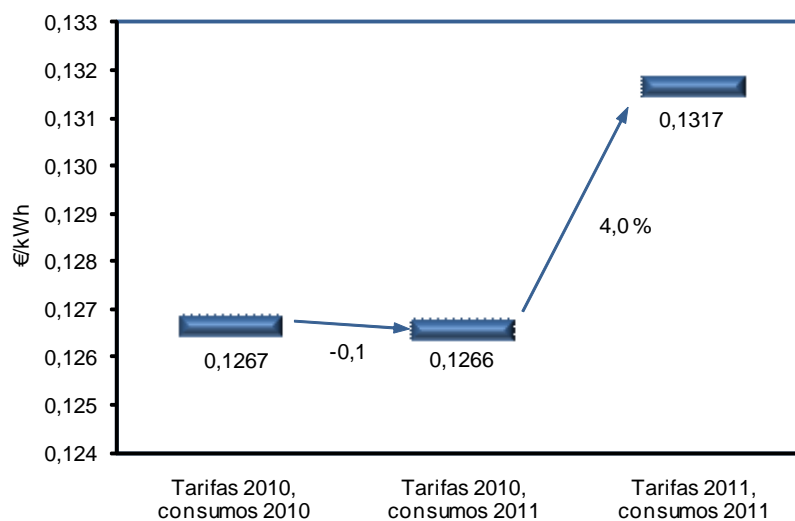
**Figura 7-34 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em MT
2011/2010**



Varição preço médio = 8,2%

Varição tarifária = 4,0%

**Figura 7-35 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em BTE
2011/2010**



Varição preço médio = 3,9%

Varição tarifária = 4,0%

7.3.3 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS E DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO EM 2011

Na Figura 7-36 e na Figura 7-37 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 e das tarifas transitórias do comercializador de último recurso. A decomposição apresentada pressupõe que os preços a pagar pelo acesso às redes coincidem com os preços das tarifas por 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 7-36 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais e das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2011

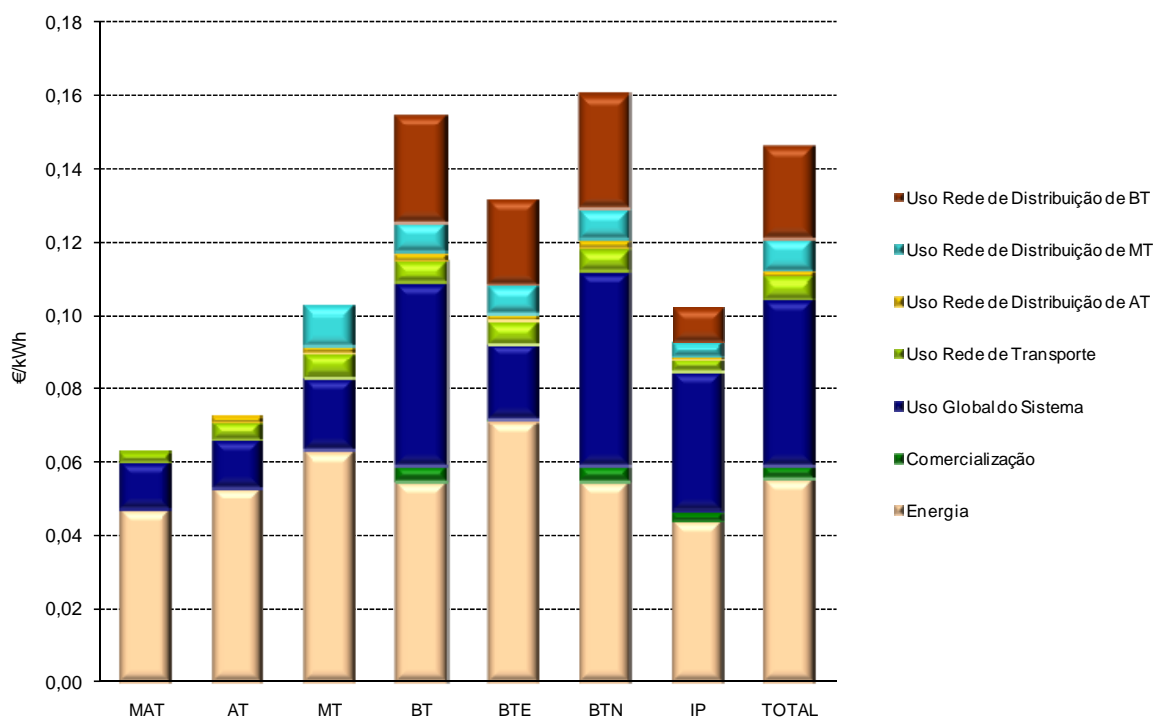
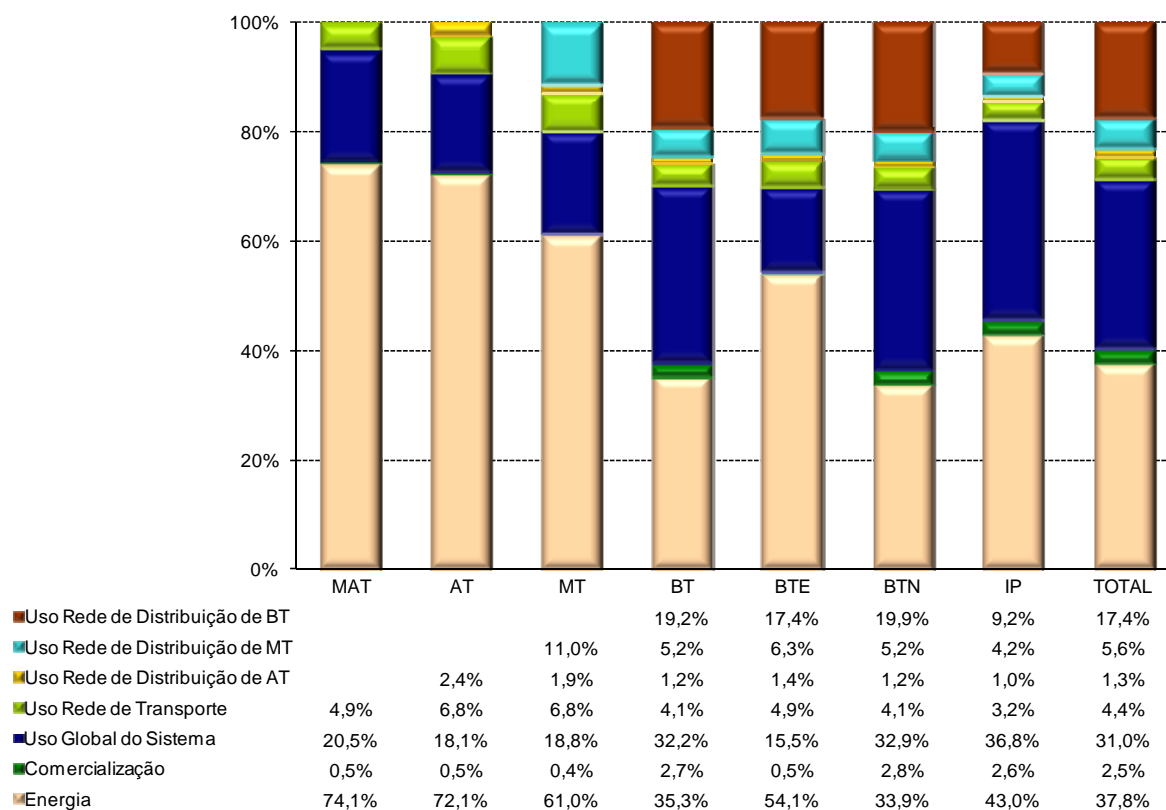


Figura 7-37 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais e das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2011



Na Figura 7-38 e na Figura 7-39, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais e das tarifas transitórias 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 7-38 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais e das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2011, decomposto nas parcelas Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema, Custos de Interesse Económico Geral e Sustentabilidade do Mercado Livre

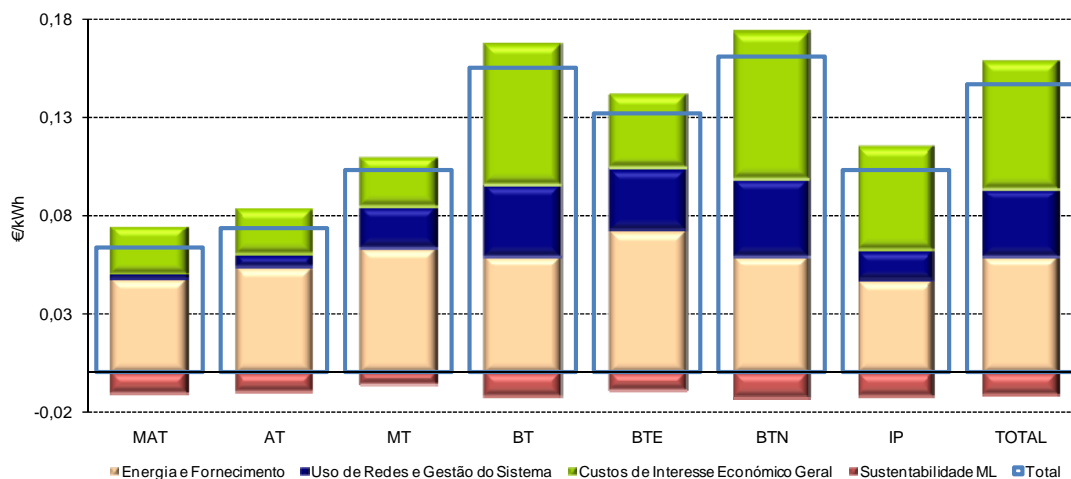
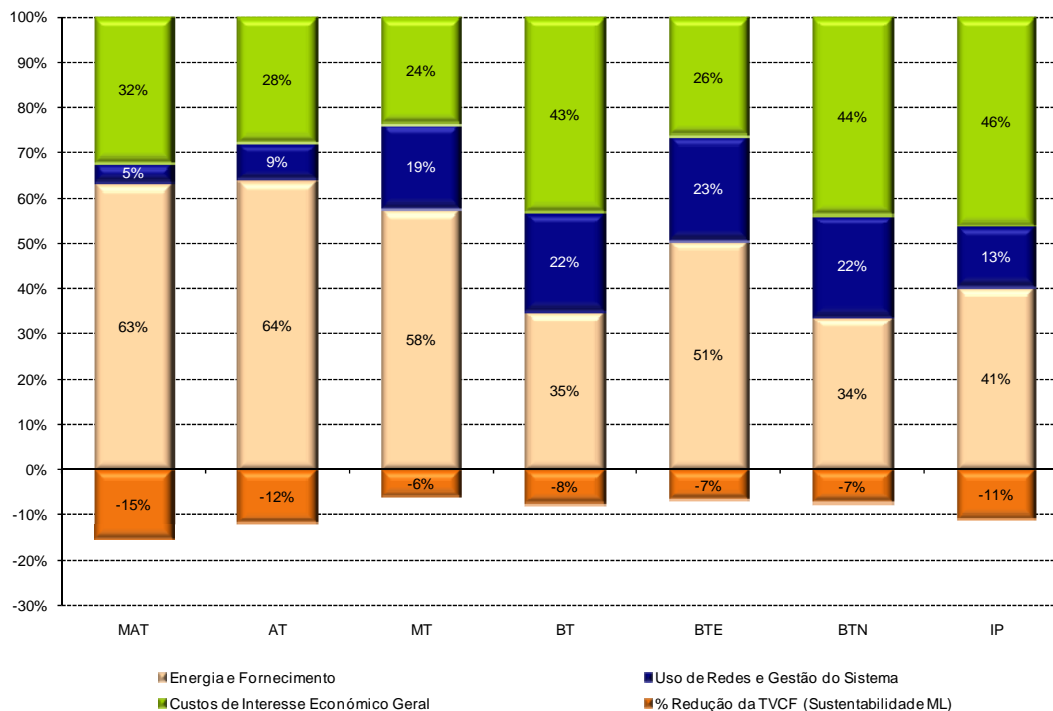


Figura 7-39 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais e das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2011, decomposto nas parcelas Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico Geral



7.3.4 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO ENTRE 1990 E 2011

A Figura 7-40 e a Figura 7-41 apresentam a evolução verificada nas tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso desde 1990 até 2011, 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 2011, 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.

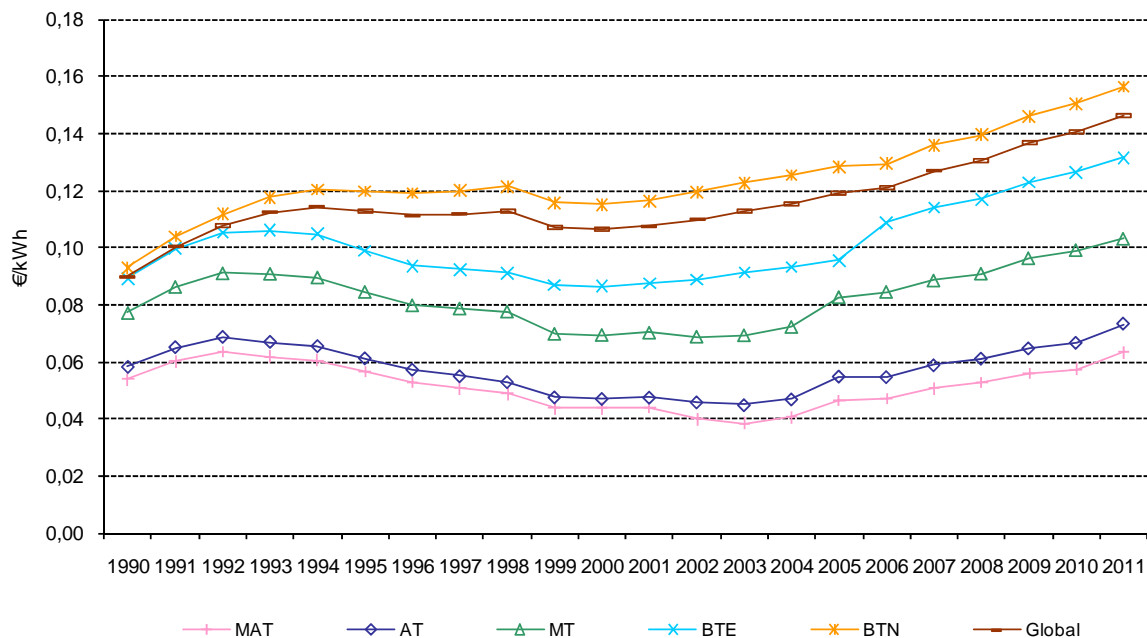
Os preços médios em 2006 consideram a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais excepcionais, revistas em Julho de 2006 de modo a dar cumprimento ao Decreto-Lei n.º 90/2006 que estabeleceu novas regras para a repercussão dos sobrecustos com a produção em regime especial de origem renovável.

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.

Em 2011 os preços médios apresentados para MAT, AT, MT e BTE são os da tarifa de venda transitória, calculada por aplicação de um factor de agravamento à soma das tarifas de acesso às redes, do custo médio da energia e do custo de comercialização regulada.

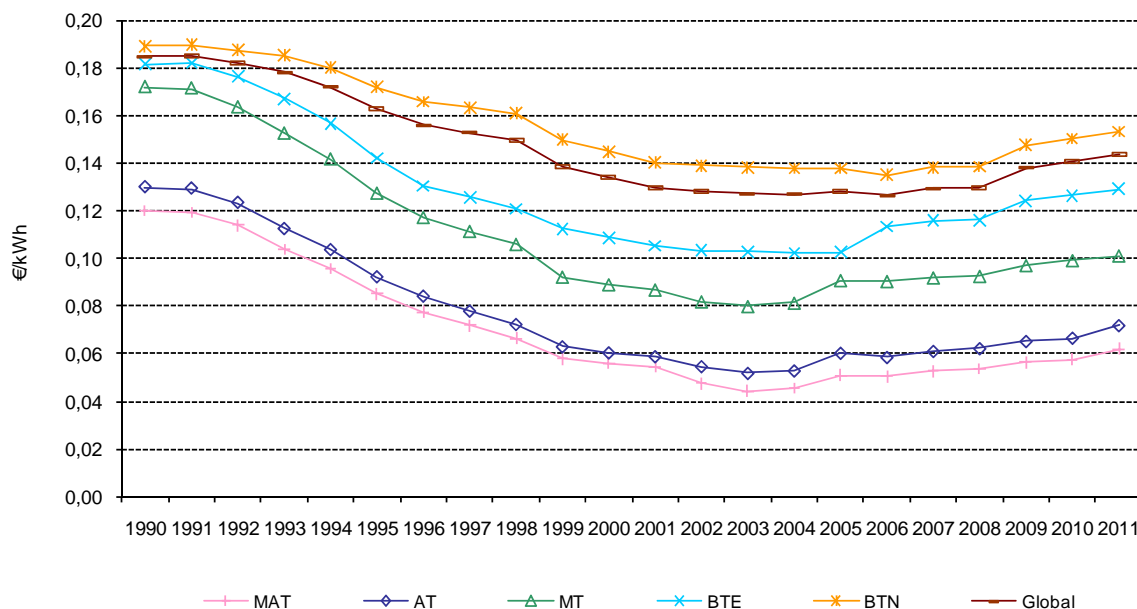
Figura 7-40 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços correntes)



A preços constantes de 2010 (Figura 7-41), o preço médio global registou desde 1990 até 2011 uma redução média anual de 1,1%. Em 2011, o preço médio global é cerca de 78% do verificado em 1990.

Em MAT e em AT, os preços médios em 2011 são cerca de 52% e 55% dos respectivos preços verificados em 1990. Em MT, BTE e BTN, os preços médios em 2011 são cerca de 59%, 71% e 81% dos respectivos preços médios verificados em 1990.

Figura 7-41 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços constantes de 2010)



Finalmente, no quadro seguinte apresenta-se a evolução das Tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, desde 1998.

Quadro 7-5 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão

Tarifas		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Varição 2011/1998
MAT	real	100	87	85	82	71	67	69	77	76	79	81	85	87	93	-7%
	nominal	100	90	90	90	82	79	83	95	97	104	108	115	118	130	30%
AT	real	100	87	84	81	76	72	73	83	81	84	86	90	92	99	-1%
	nominal	100	90	89	90	87	85	89	104	103	111	115	122	126	138	38%
MT	real	100	87	84	82	77	76	77	86	85	87	87	92	94	95	-5%
	nominal	100	90	89	91	89	89	93	106	109	114	117	124	128	133	33%
BTE	real	100	93	90	87	86	85	85	85	94	96	96	103	105	107	7%
	nominal	100	95	95	96	97	100	102	105	119	125	128	135	139	144	44%
BTN	real	100	93	90	87	86	86	86	86	84	86	86	92	94	95	-5%
	nominal	100	95	95	96	98	101	103	106	107	112	115	120	124	129	29%

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 2010 E 2011

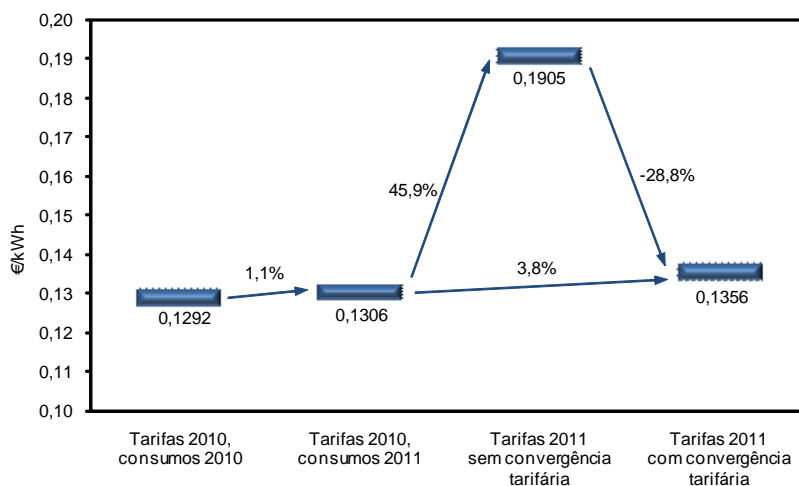
Em 2011, os preços de Venda a Clientes Finais da RAA apresentam, em média, um acréscimo tarifário de 3,8%, relativamente a 2010, conforme se ilustra no Quadro 7-6 e na Figura 7-42.

Quadro 7-6 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAA

Estado e características	Tarifas 2010, consumos 2010	Tarifas 2010, consumos 2011	Tarifas 2011 sem convergência tarifária	Tarifas 2011 com convergência tarifária
Proveitos (10 ³ EUR)	90 887	93 974	137 080	97 575
Consumo (MWh)	703 433	719 605	719 605	719 605
Preço médio (€/kWh)	(1) 0,1292	(2) 0,1306	(3) 0,1905	(4) 0,1356
Varição (%)		(2)/(1) = 1,1%	(3)/(2) = 45,9%	(4)/(2) = 3,8%

Nota: Os valores apresentados não consideram as tarifas transitórias em vigor.

Figura 7-42 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAA



Varição preço médio = 4,9%
 Variação tarifária = 3,8%

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

- Preço médio publicado em Dezembro de 2009 para vigorar em 2010.

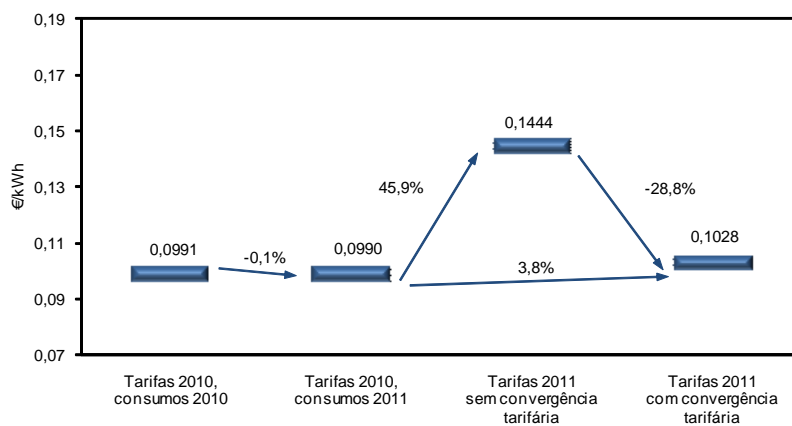
- Preço médio resultante da aplicação das tarifas em vigor ao longo de 2010 aos consumos de 2011.
- Preço médio das tarifas, em 2011, calculadas considerando que a totalidade dos proveitos permitidos à empresa regulada são suportados pelos clientes da RAA.
- Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, em 2011, 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 2010 e 2011 é determinada a partir do preço médio previsto para 2011 (com convergência tarifária) e do preço médio obtido por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2010 aos consumos previstos para 2011.

Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária entre 2010 e 2011 nos diferentes níveis de tensão (Figura 7-43 a Figura 7-48). Ocorrem variações de 3,8% em MT, 3,8% em BTE, 3,7% para clientes em BTN com potências contratadas superiores a 17,25 kVA, 3,8% para clientes em BTN com potências contratadas inferiores ou iguais a 17,25 kVA (sem IP) e 4,8% em IP. Globalmente, a BT observa um acréscimo tarifário de 3,8%.

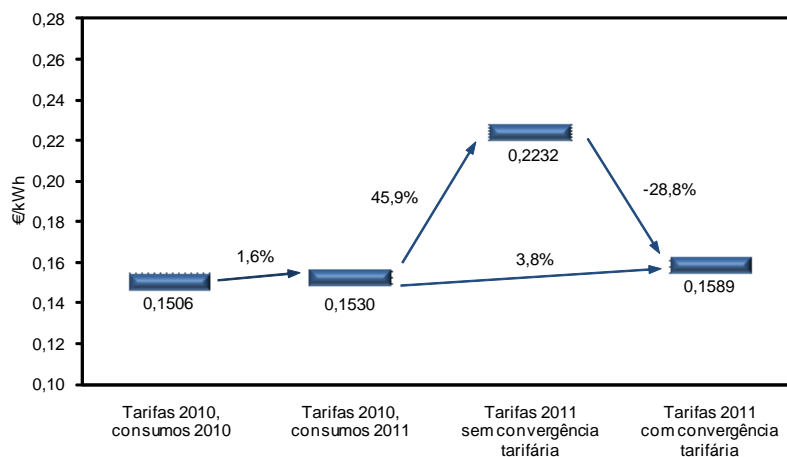
Figura 7-43 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em MT na RAA



Variação preço médio = 3,7%

Variação tarifária = 3,8%

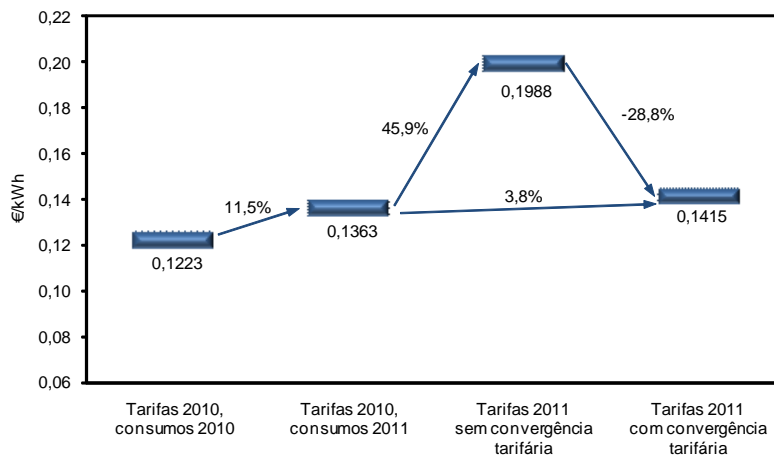
Figura 7-44 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BT na RAA



Variação preço médio = 5,5%

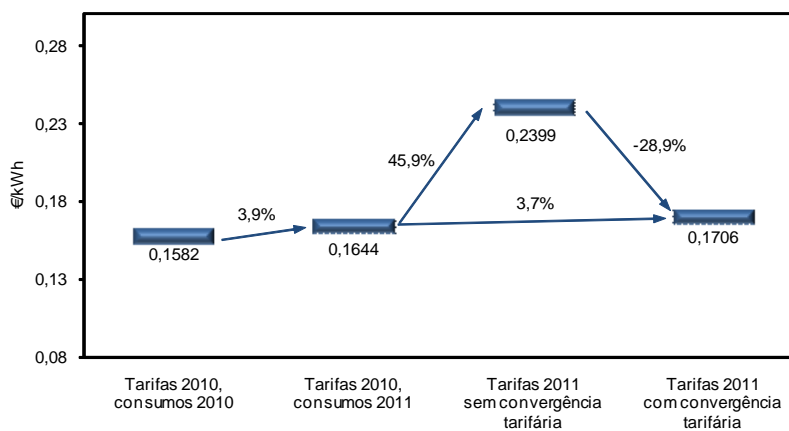
Variação tarifária = 3,8%

Figura 7-45 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTE na RAA



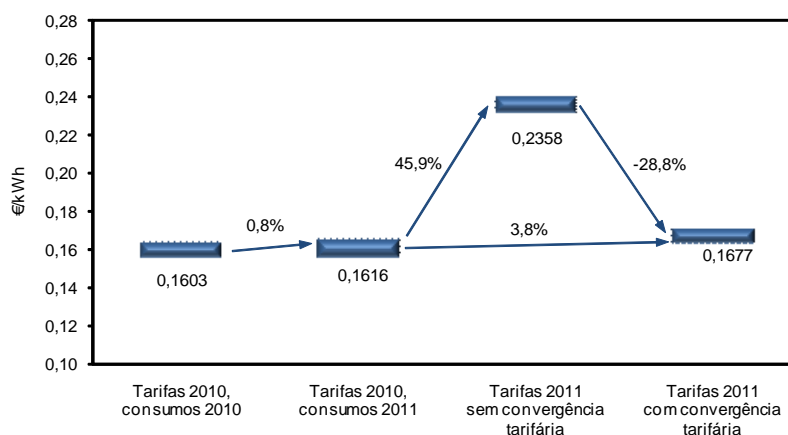
Variação preço médio = 15,7%
 Variação tarifária = 3,8%

Figura 7-46 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (> 17,25 kVA) na RAA



Variação preço médio = 7,8%
 Variação tarifária = 3,7%

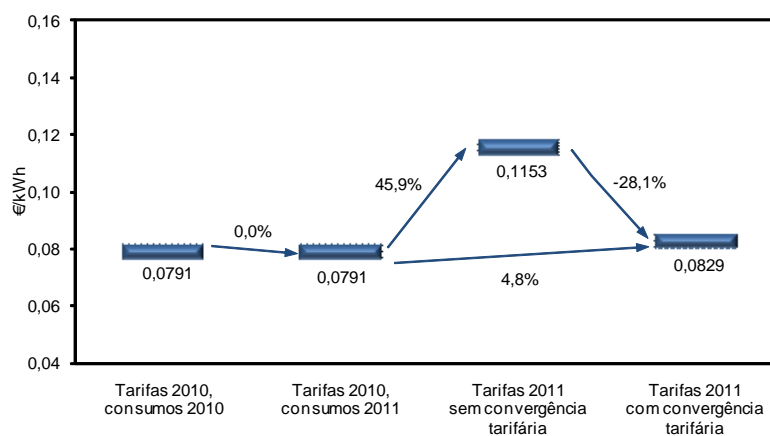
Figura 7-47 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN s/ IP ($\leq 17,25$ kVA) na RAA



Variação preço médio = 4,6%

Variação tarifária = 3,8%

Figura 7-48 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em IP na RAA



Variação preço médio = 4,8%

Variação tarifária = 4,8%

7.4.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA ENTRE 1990 E 2011

A Figura 7-49 e a Figura 7-50 apresentam a evolução tarifária observada nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no período compreendido entre 1990 e 2011, em termos globais e por nível de tensão, tendo-se desagregado a BT em BTE e BTN (incluindo IP).

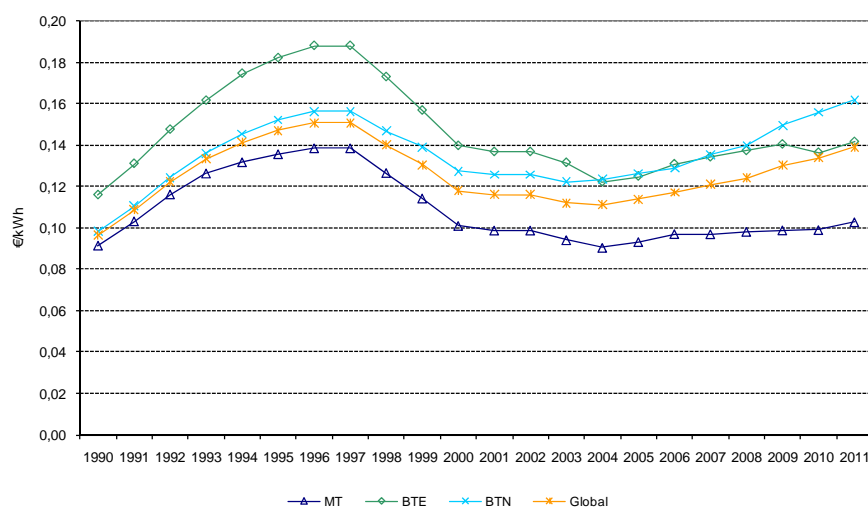
Os preços médios apresentados foram calculados com base na estrutura de fornecimentos de 2011, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. É importante ter em conta que estes preços não constituem os preços médios efectivos 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 2011, o preço médio global sofreu acréscimos médios anuais de 1,8%, sendo que a BTN registou acréscimos médios anuais, 2,4%, a preços correntes. A BTE e a MT registaram, no período em análise, acréscimos de 1,0% e de 0,6% ao ano, respectivamente.

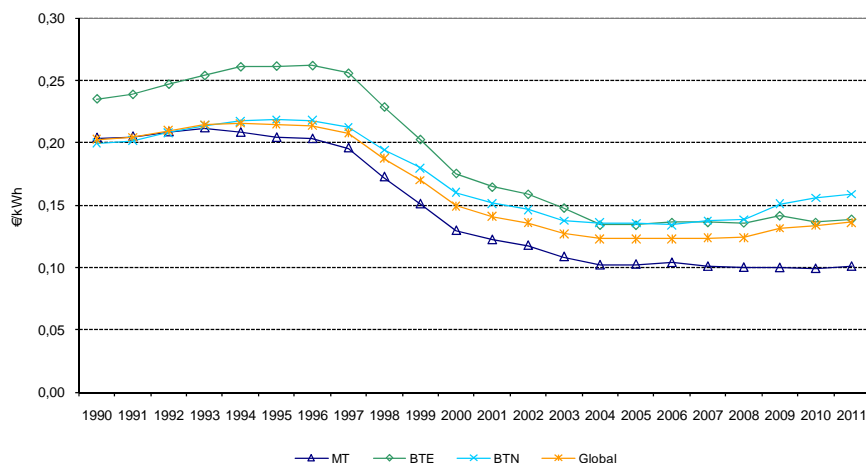
**Figura 7-49 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA
(preços correntes)**



A preços constantes (Figura 7-50), verificaram-se aumentos no preço médio global até 1994 e reduções sucessivas até 2005. Entre 1990 e 2011, o preço médio global decresceu a uma taxa média anual de 1,9%, sendo o valor de 2011 cerca de 67% do verificado em 1990.

Em MT, os preços médios em 2011 são cerca de 49% dos preços verificados em 1990. Em BTE e BTN, os preços médios em 2011 são cerca de 59% e 79% dos respectivos preços médios verificados em 1990.

Figura 7-50 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços constantes de 2010)



No quadro seguinte apresenta-se ainda a evolução das Tarifas de Venda a Clientes Finais na RAA desde 2002.

Quadro 7-7 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, por nível de tensão

Tarifas	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Variação 2011/2002	
MT	real	100	92	87	87	88	86	85	85	84	86	-14%
	nominal	100	95	92	94	98	98	99	100	100	104	4%
BTE	real	100	93	84	84	86	86	86	89	86	87	-13%
	nominal	100	96	89	91	96	98	100	103	100	104	4%
BTN	real	100	94	93	93	92	94	95	103	107	109	9%
	nominal	100	97	98	100	102	108	111	119	124	129	29%

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 2010 E 2011

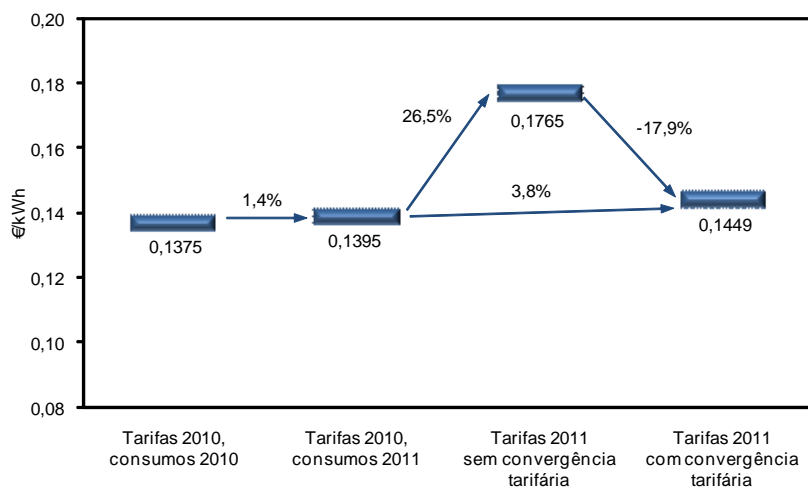
Em 2011 os preços de Venda a Clientes Finais da RAM apresentam, em média, um acréscimo tarifário de 3,8%, relativamente a 2010, conforme se ilustra no Quadro 7-8 e na Figura 7-51. O preço médio apresenta uma subida de 5,3% devido à variação tarifária e alteração da estrutura de consumos.

Quadro 7-8 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAM

Estado e características	Tarifas 2010, consumos 2010	Tarifas 2010, consumos 2011	Tarifas 2011 sem convergência tarifária	Tarifas 2011 com convergência tarifária
Proveitos (10 ³ EUR)	111 589	112 662	142 563	116 997
Consumo (MWh)	811 431	807 593	807 593	807 593
Preço médio (€/kWh)	0,1375	0,1395	0,1765	0,1449
Varição (%)		1,4%	26,5%	3,8%

Nota: Os valores apresentados não consideram as tarifas transitórias em vigor.

Figura 7-51 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAM



Varição preço médio = 5,3%

Varição tarifária = 3,8%

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

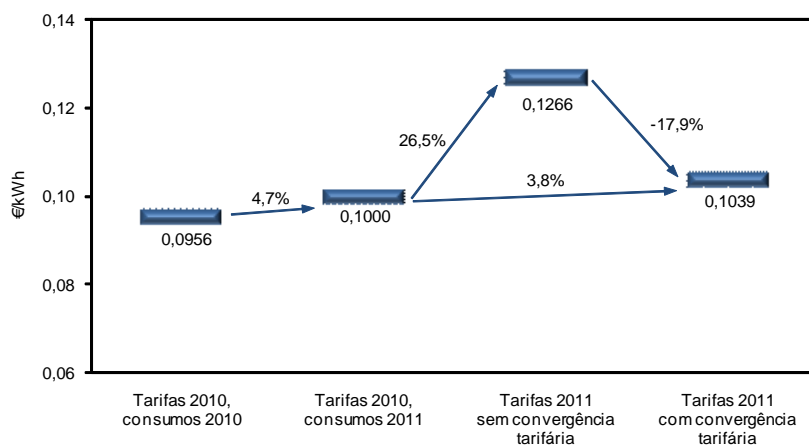
- Preço médio publicado em Dezembro de 2009 para vigorar em 2010.

- Preço médio resultante da aplicação das tarifas em vigor ao longo de 2010 aos consumos de 2011.
- Preço médio das tarifas, em 2011, 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 2011, após convergência tarifária com as tarifas de Venda a Cliente Finais de Portugal continental.

A variação tarifária a observar pelos clientes entre 2010 e 2011 é determinada a partir do preço médio previsto para 2011 (com convergência tarifária) e do preço médio obtido por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2010 aos consumos previstos para 2011.

Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária entre 2010 e 2011 nos diferentes níveis de tensão (Figura 7-52 à Figura 7-57). Ocorreram variações por nível de tensão de: 3,8% em MT, 3,8% em BTE, 3,5% para clientes em BTN com potências contratadas superiores a 20,7 kVA, 3,8% para os clientes em BTN com potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA, sem IP, e 4,8% para os clientes em IP. Globalmente, a BT observa um acréscimo tarifário de 3,8%.

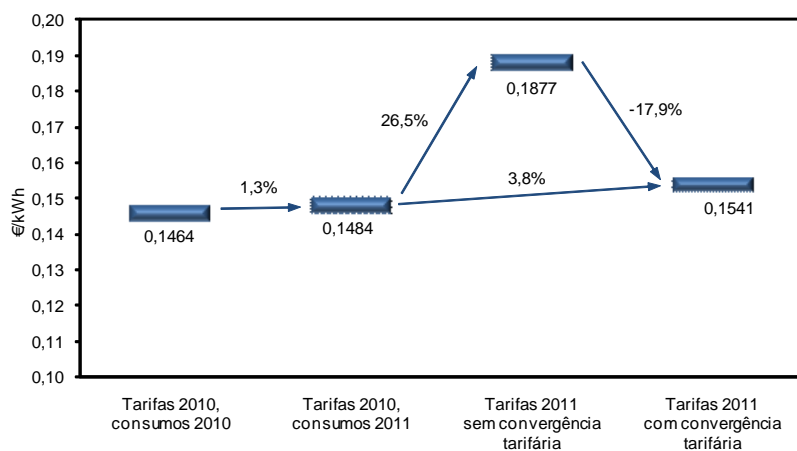
Figura 7-52 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em MT na RAM



Variação preço médio = 8,7%

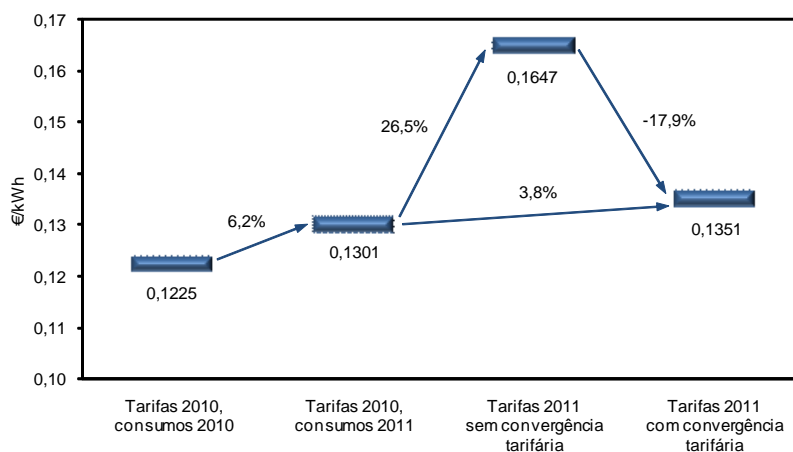
Variação tarifária = 3,8%

Figura 7-53 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BT na RAM



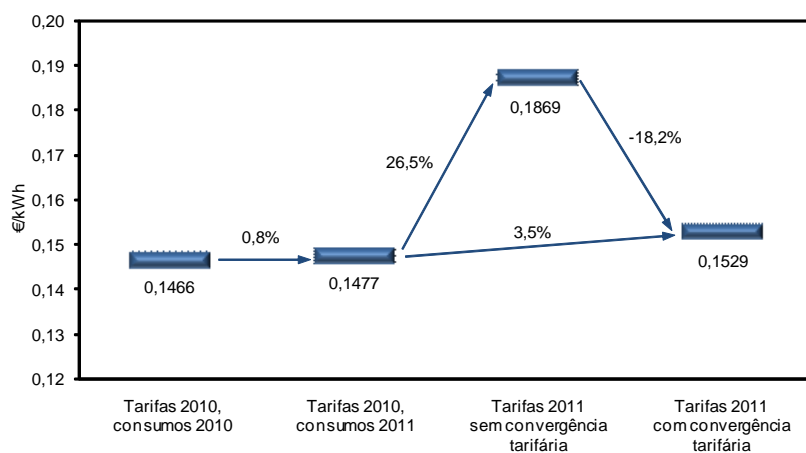
Variação preço médio = 5,2%
 Variação tarifária = 3,8%

Figura 7-54 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTE na RAM



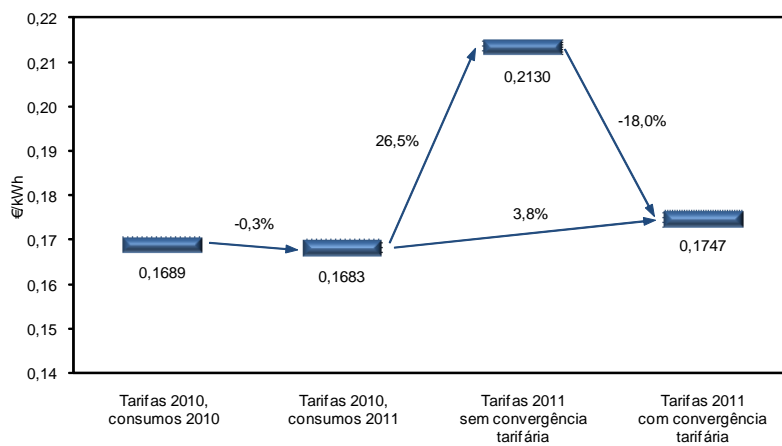
Variação preço médio = 10,3%
 Variação tarifária = 3,8%

Figura 7-55 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA) na RAM

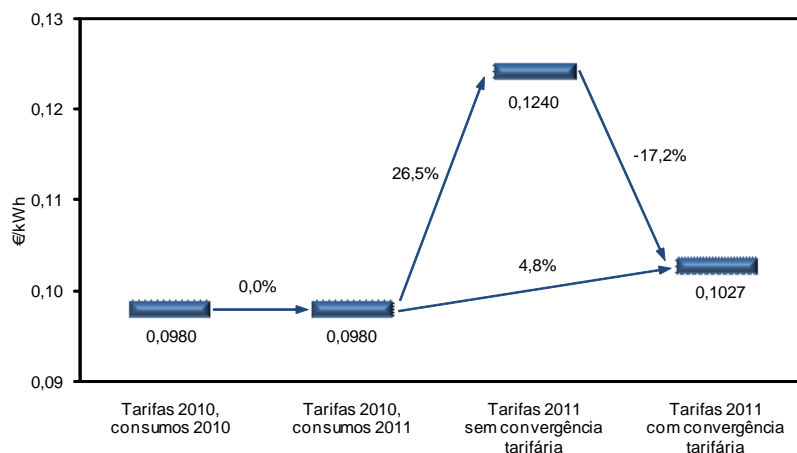


Variação preço médio = 4,3%
 Variação tarifária = 3,5%

Figura 7-56 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN s/ IP ($\leq 20,7$ kVA) na RAM



Variação preço médio = 3,5%
 Variação tarifária = 3,8%

Figura 7-57 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em IP na RAM

Varição preço médio = 4,8%
 Variação tarifária = 4,8%

7.5.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM ENTRE 1990 E 2011

A Figura 7-58 e a Figura 7-59 apresentam a evolução tarifária observada nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no período compreendido entre 1990 e 2011, em termos globais e por nível de tensão, tendo-se desagregado a BT em BTE e BTN (incluindo IP).

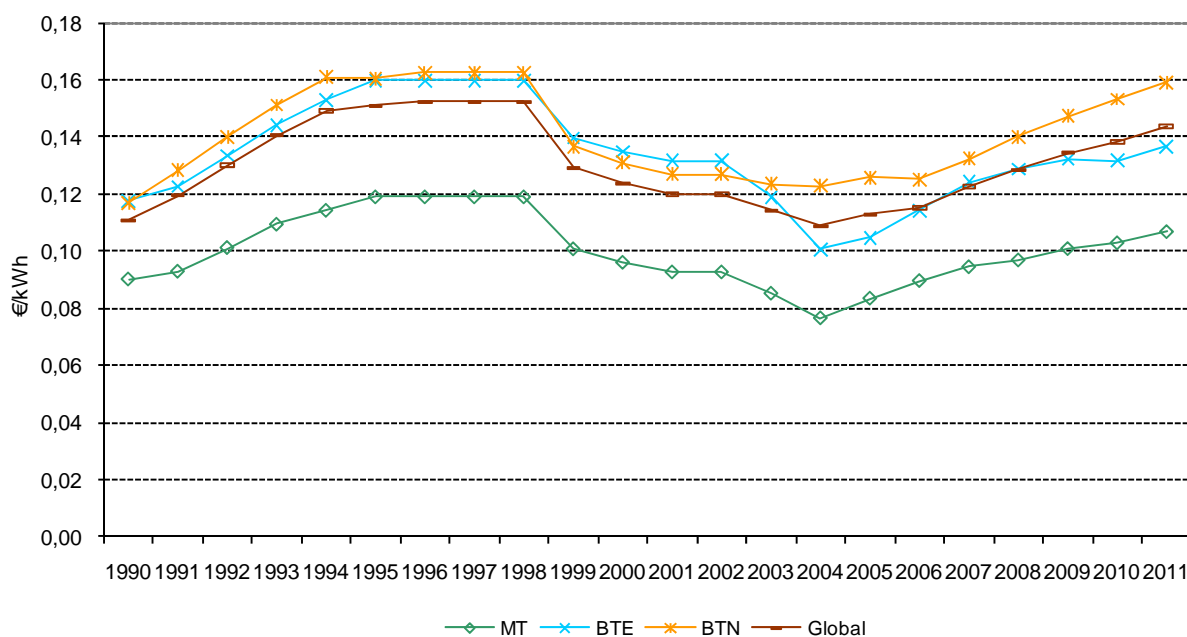
Os preços médios apresentados foram calculados com base na estrutura de fornecimentos de 2011, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. É importante ter em conta que estes preços não constituem os preços médios efectivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respectivo ano em cada nível de tensão. No entanto, o ano de 2011 tem em conta a estrutura de consumos do próprio ano.

Até 1995 verifica-se uma tendência de subida no preço médio de todos os níveis de tensão, em termos nominais. Entre 1999 e 2003 registaram-se reduções sucessivas nos preços médios de todos os níveis de tensão, devido ao processo anual de convergência dos preços médios de venda de energia 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 2011, o preço médio global sofreu acréscimos médios anuais de 1,2%, com a BTN a registar os maiores acréscimos médios anuais e BTE e MT acréscimos médios anuais mais moderados (1,5%, 0,7% e 0,8%, respectivamente), a preços correntes.

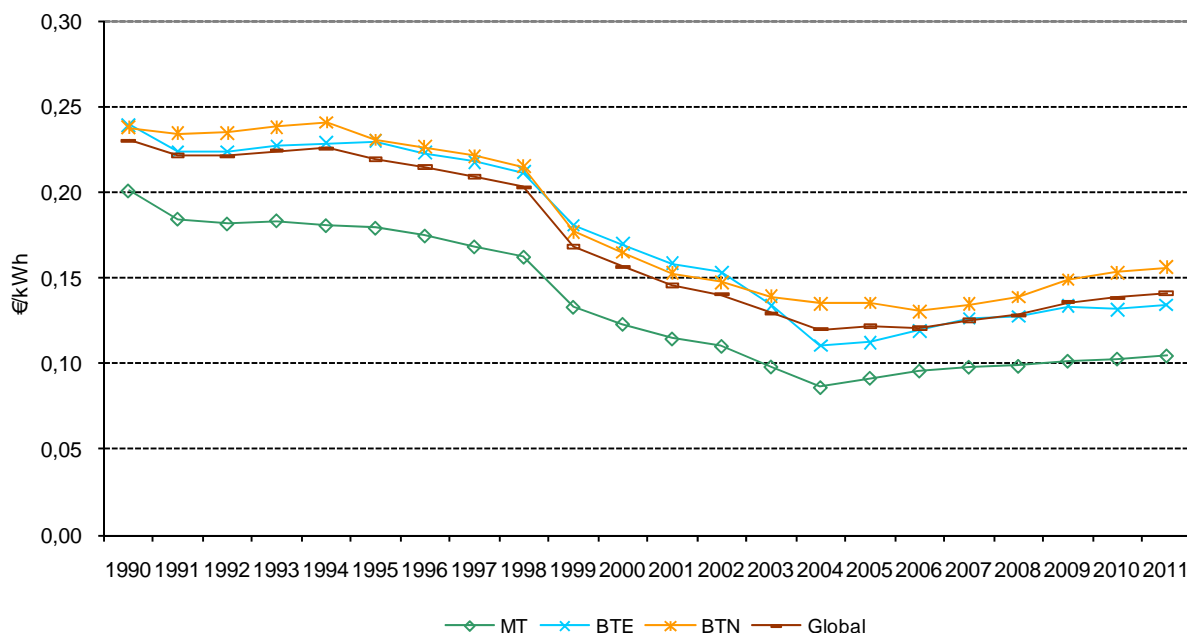
Figura 7-58 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM por nível de tensão (preços correntes)



A preços constantes (Figura 7-59), entre 1990 e 2011, o preço médio global decresceu a uma taxa média anual de 2,3%, sendo o valor de 2011 cerca de 61% do valor verificado em 1990.

Os preços médios de MT, em 2011, encontram-se 52% abaixo dos verificados em 1990. Em BTE e BTN, os preços médios em 2010 são cerca de 56% e 66% dos respectivos preços médios verificados em 1990.

Figura 7-59 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM por nível de tensão (preços constantes de 2010)



No quadro seguinte apresenta-se ainda a evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais na RAM, desde 2002.

Quadro 7-9 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, por nível de tensão

Tarifas		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Varição 2011/2002
MT	real	100	89	78	83	87	89	89	92	93	95	-5%
	nominal	100	92	83	90	97	102	105	109	111	115	15%
BTE	real	100	87	72	74	78	83	83	87	86	88	-12%
	nominal	100	90	76	80	87	94	98	100	100	104	4%
BTN	real	100	94	92	92	88	91	94	101	104	106	6%
	nominal	100	97	97	99	99	104	110	116	121	125	25%

7.6 ANÁLISE DA CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA

Na Figura 7-60 apresentam-se os preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da RAA e da RAM de 2010 e de 2011. Estes preços médios são calculados com a respectiva estrutura de consumos prevista para 2011. Assim, a evolução entre 2010 e 2011 corresponde à variação tarifária em cada região.

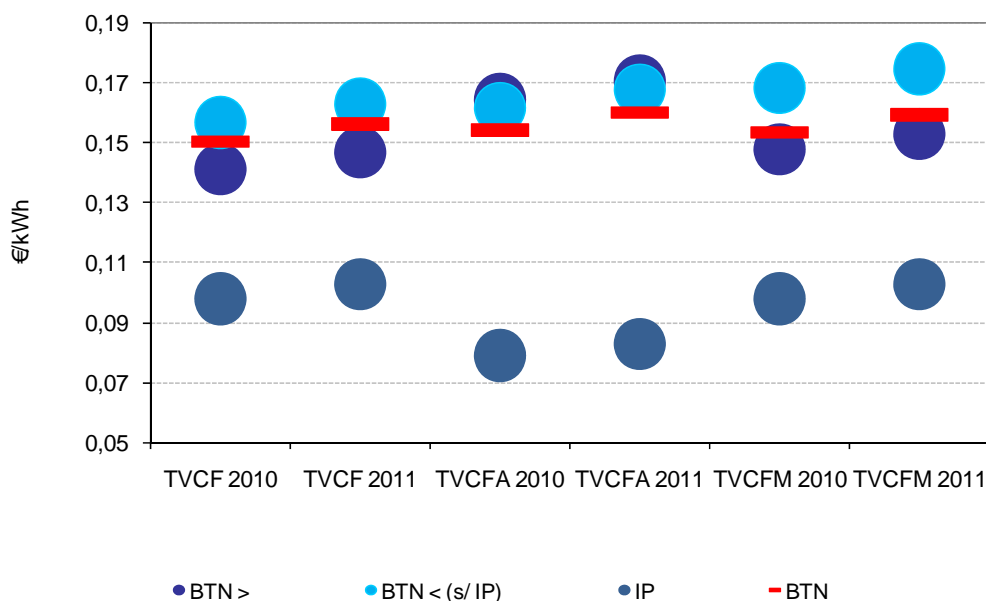
Importa referir que os preços médios de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da RAA e da RAM, apresentados nas figuras supracitadas, resultam da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais a vigorar em 2010 e 2011 à estrutura de consumos do Continente e de cada Região Autónoma.

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 7-61 e seguinte.

Nesta fase em resultado da extinção das tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT, MT e BTE de Portugal continental analisa-se a convergência apenas para os fornecimentos em BTN.

Figura 7-60 - Preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da RAA e da RAM, em 2010 e 2011

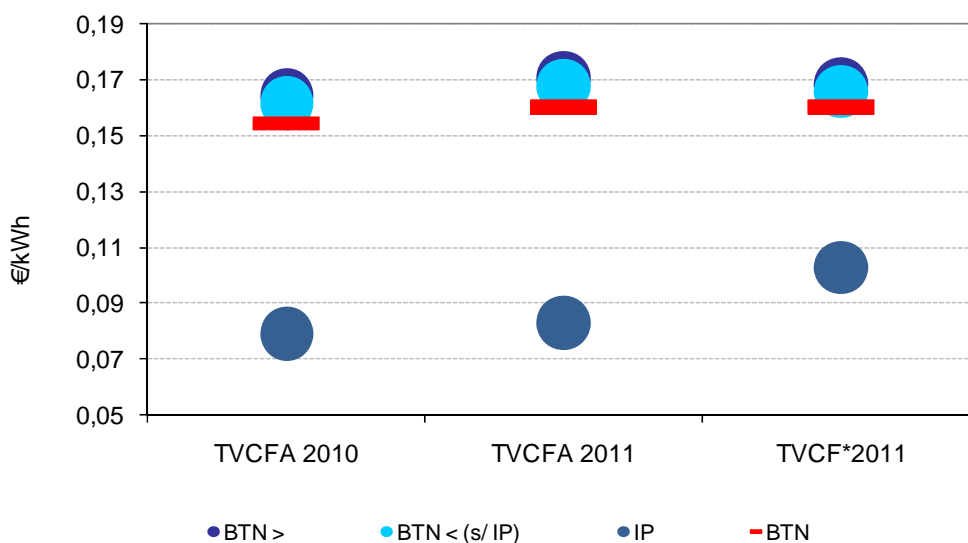


Notas: BTN> significa fornecimentos em BTN para potências contratadas superiores a 20,7kVA em Portugal continental e na RAM e 17,25kVA na RAA.

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 7-61 e na Figura 7-62 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 7-61 - 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

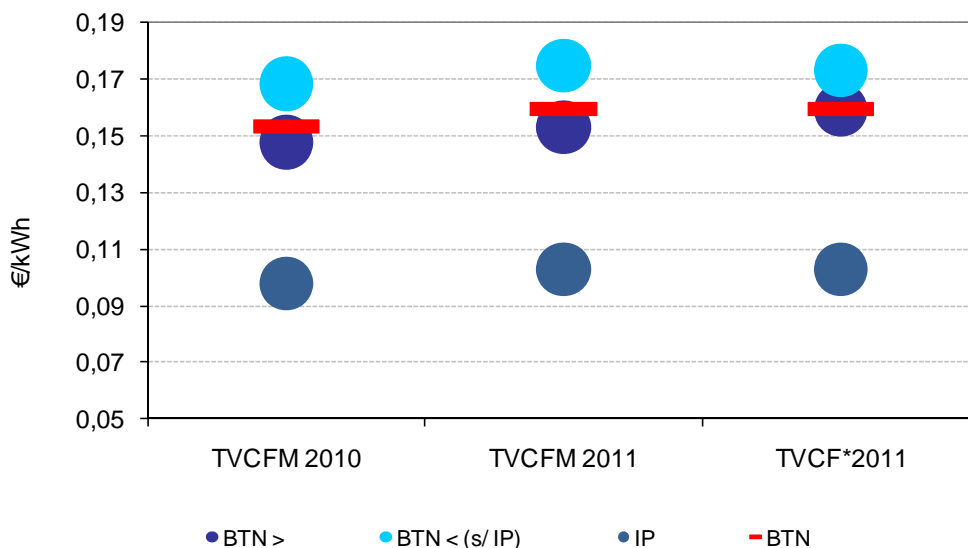


Legenda:

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 7-62 - 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

Desde 2002, ano em que as atribuições de regulação da ERSE passaram a incluir as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, a uniformidade tarifária tem vindo a ser implementada de forma gradual. Em 2010 atingiu-se uma efectiva convergência em termos do preço médio para os tipos de fornecimento de MT, BTE e BTN.

Em resultado da extinção das Tarifas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE em Portugal continental, as tarifas de MT e BTE nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira observam em 2011 uma variação tarifária idêntica à de BTN.

Na BTN, encontrando-se assegurada a convergência em preço médio, o mecanismo de convergência tarifária irá assegurar que, no curto prazo, passe a ser garantida uma convergência efectiva nos preços das diferentes variáveis de facturação, ou seja, que passe a vigorar uma tarifa única, para o mesmo tipo de fornecimento, aplicável a todo o território nacional.

7.7 CUSTOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, DE SUSTENTABILIDADE E DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL, EM 2011

7.7.1 ANÁLISE DOS CUSTOS

Os custos de política energética, de estabilidade, de sustentabilidade e de interesse económico geral condicionam, em grande parte, a evolução das tarifas de energia eléctrica. Estes custos são incluídos nas tarifas de Acesso às Redes pagas por todos os clientes de energia eléctrica e em 2011 atingem 1,9 mil milhões de euros¹⁷.

O valor líquido com os custos de política energética e de interesse económico geral incluídos nas tarifas de 2011 atingem 2,4 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).

¹⁷ Custos de política energética e de interesse económico geral (2 406 milhares de euros) + Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados (-365 milhares de euros) + Reposição gradual da reclassificação da cogeração^{FER} (-181 milhares de euros).

- Custos com mecanismo de Garantia de Potência.
- 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.
- 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 2011 totalizam -365,5 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 da actividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso, referentes a 2009 e a 2010, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados.
- Tarifa Social.

- Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade, equidade e gradualismo financeiro do CUR a repercutir na parcela II da tarifa de UGS do ORD.
- Sobreproveito associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º2 do artigo 6º do Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de Setembro.

A reposição gradual do montante diferido referente à cogeração^{FER} incluída nas tarifas de 2011 totalizando -180,8 milhões de euros:

- Este valor diz respeito à reclassificação da cogeração^{FER} da produção a partir de fontes renováveis fora do âmbito do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio.

A generalidade destes custos encontra-se integrada na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, relativa aos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral e aos Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC). Estes custos são pagos por todos os clientes de energia 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 2011

	Unidade: 10 ⁶ EUR		
	2010	2011	Variação 2011/2010
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	1 826 309	2 405 962	31,7%
Sobrecusto da PRE	805 123	1 214 040	50,8%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	305 026	427 550	40,2%
Sobrecusto dos CAE	248 060	299 839	20,9%
Rendas de concessão da distribuição em BT	239 102	240 740	0,7%
Sobrecusto da RAA e da RAM	133 608	69 240	-48,2%
Rendas dos défices tarifários de BT (2006) e BTN (2007)	20 026	19 769	-1,3%
Sobrecusto das RAA e da RAM referente a 2006 e 2007	19 693	19 441	-1,3%
Planos de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA)	18 221	6 451	-64,6%
Terrenos das centrais	13 406	24 205	80,6%
Custos com a garantia de potência		62 814	
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	11 500	11 500	0,0%
ERSE	6 358	6 399	0,6%
Gestão das faixas de combustível	4 600	3 567	-22,5%
OMIP e OMIClear	1 093	0	-100,0%
Autoridade da Concorrência	368	409	11,1%
Tarifa social	124		
Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	-668 186	-365 492	-45,3%
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	154 028	140 881	
Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia eléctrica	116 992	104 830	
Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	37 036	36 051	
Medidas de sustentabilidade de mercados	-822 214	-445 870	
Diferencial extinção TVCF		-2 467	
Sobreproveito		-53 729	
Tarifa social		-4 308	
Reposição gradual da reclassificação da cogeração FER		-180 806	
Renováveis fora do âmbito do DL 90/2006		-180 806	
Total	1 158 123	1 859 664	60,6%

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:

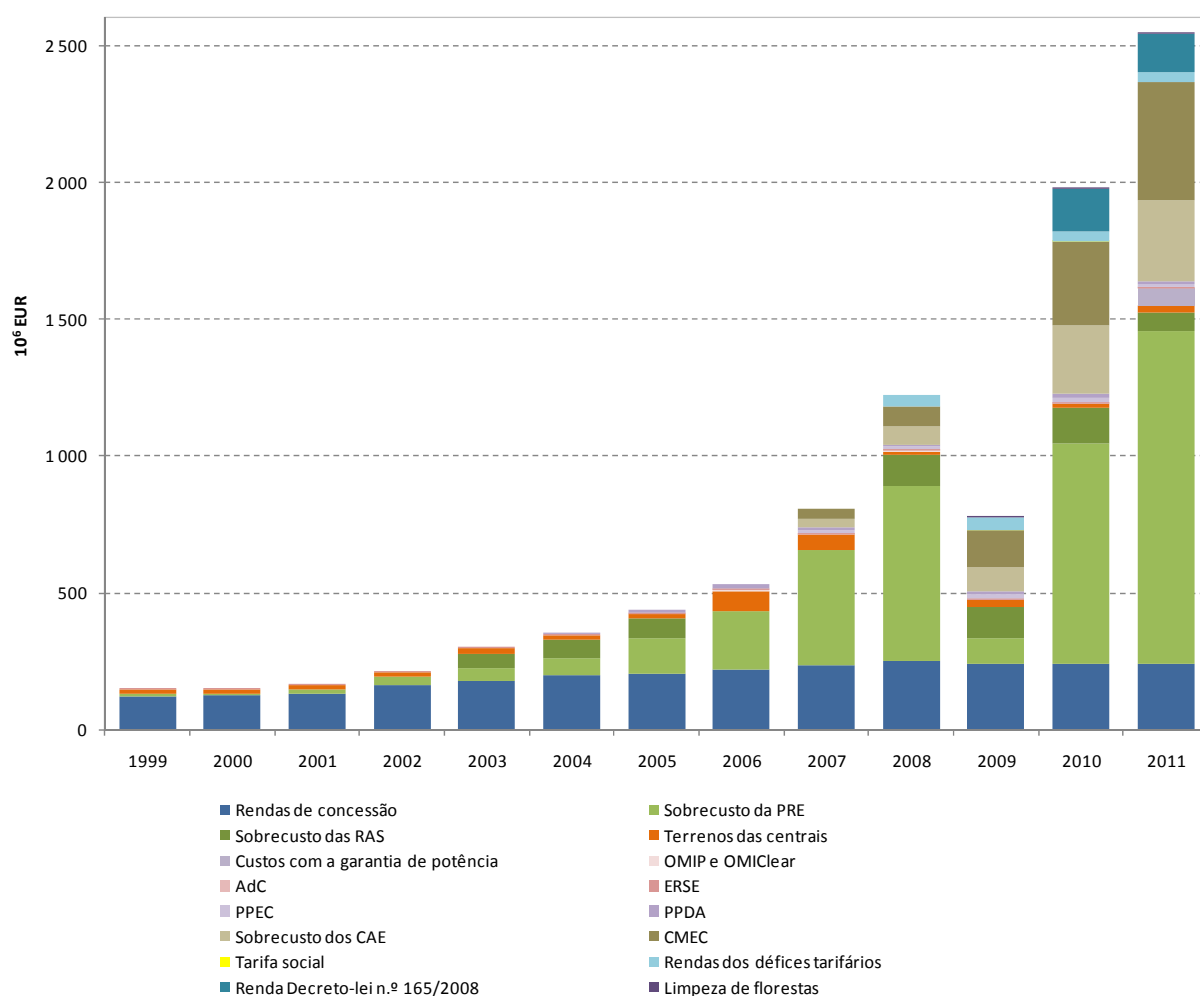
- Os ajustamentos de anos anteriores passaram de 194 milhões de euros a recuperar em 2010 para 381 milhões de euros a recuperar em 2011.
- O valor do sobrecusto do ano que se agravou em 222 milhões de euros.

Os custos relativos à parcela de revisibilidade dos CMEC, apresentados no quadro, referem-se não apenas ao ajustamento dos custos de 2009, incluídos nas tarifas de 2010 a título provisório, mas também os do ano de 2010, 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.

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 7-63 - Evolução dos custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas desde 1999



Notas: ^[1] Em 2009 exclui-se o efeito do Decreto-Lei n.º 165/2008 (447 M€) e do Despacho do MEI de Outubro 2008 (50 M€).

^[2] Em 2010 e 2011 estão incluídas as rendas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008.

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 continental¹⁸.

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 2011

	2011
Custos de política energética e de interesse geral	41,5%
Sobrecusto da PRE	20,9%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	7,4%
Sobrecusto dos CAE	5,2%
Rendas de concessão da distribuição em BT	4,2%
Sobrecusto da RAA e da RAM	1,2%
Custos com a garantia de potência	1,1%
Rendas dos défices tarifários de 2006 e 2007	0,3%
Sobrecusto das RAA e da RAM referente a 2006 e 2007	0,3%
Outros custos de política energética e interesse geral	0,9%
Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	-6,3%
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	2,4%
Medidas de sustentabilidade de mercados	-7,7%
Diferencial extinção TVCF	0,0%
Sobreproveito	-0,9%
Tarifa social	-0,1%
Reposição gradual da reclassificação da cogeração FER	-3,1%
Renováveis fora do âmbito do DL 90/2006	-3,1%
Total	32,1%

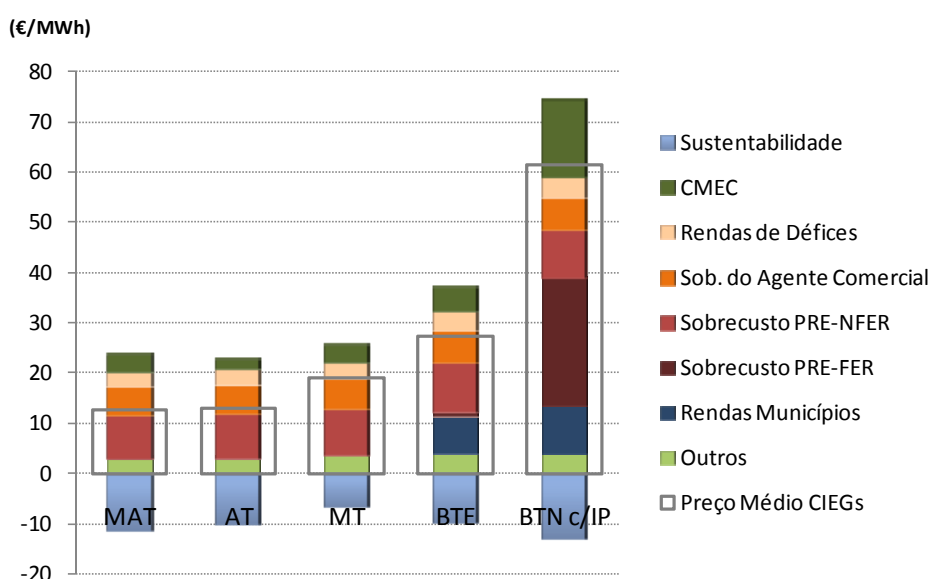
7.7.2 IMPACTES TARIFÁRIOS DOS CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL EM 2011

As variações da tarifa de Uso Global do Sistema resultam essencialmente de variações dos custos decorrentes de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG). Estes custos são, na sua quase totalidade, determinados no âmbito da legislação em vigor.

¹⁸ 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.

Na Figura 7-64 apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição do preço médio relativo aos CIEG. Em 2011, destacam-se as seguintes parcelas dos CIEG¹⁹: sobrecusto da produção em regime especial, custos de manutenção do equilíbrio contratual, rendas dos municípios, sobrecusto do agente comercial e rendas dos défices. A figura seguinte considera ainda a parcela da sustentabilidade que engloba o sobreprojeito gerado pela aplicação das tarifas transitórias e a devolução à tarifa de Uso Global do Sistema dos desvios dos custos de aquisição de energia, incorridos pelo comercializador de último recurso, referentes aos anos 2009 e 2010.

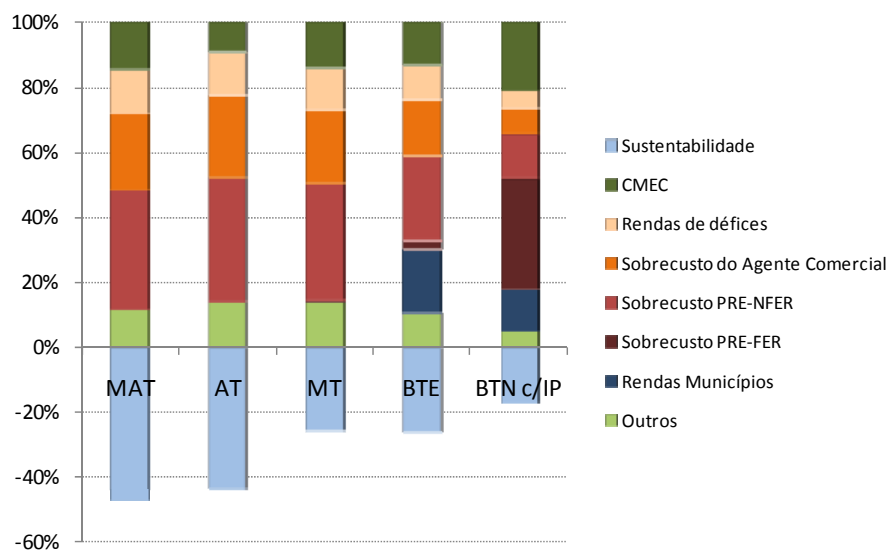
Figura 7-64 - Preço médio dos custos de interesse económico geral em 2011, decomposto por componente



Na Figura 7-65, apresenta-se a estrutura do preço médio dos CIEG para cada nível de tensão. Das várias componentes destaca-se o peso do sobrecusto da produção em regime especial na totalidade dos CIEG em 2011.

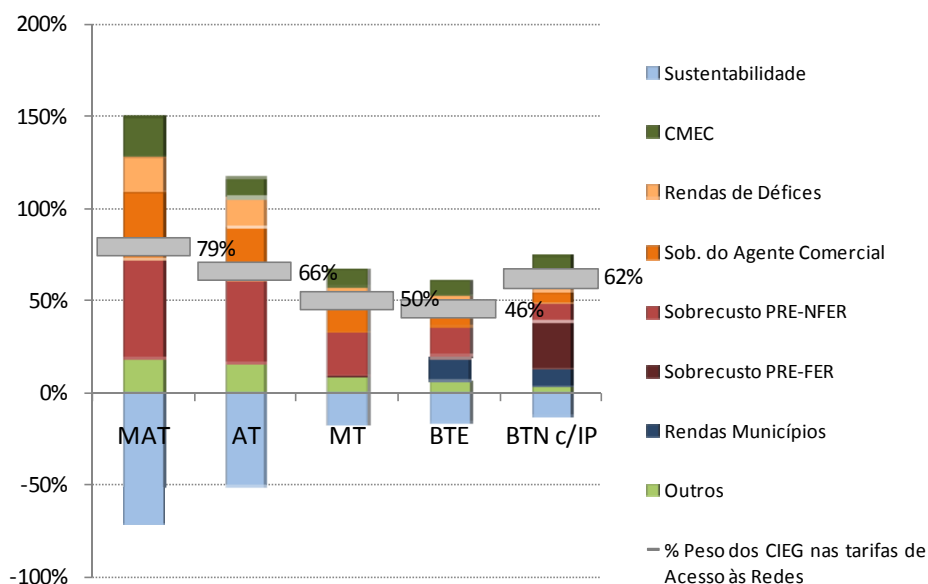
¹⁹ Os CIEG englobam ainda as seguintes parcelas: rendas dos défices, custos com a convergência tarifária das RAs, custos com a garantia de potência, custos com os terrenos dos centros electroprodutores afectos ao domínio público hídrico, custos com o OMIP, S.A. e OMI CLEAR, S.A., custos com a ERSE, custos com a Autoridade da Concorrência, custos com o Plano de Desempenho Ambiental, custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo e custos com a limpeza de corredores florestais.

Figura 7-65 – Estrutura do preço médio dos CIEG em 2011



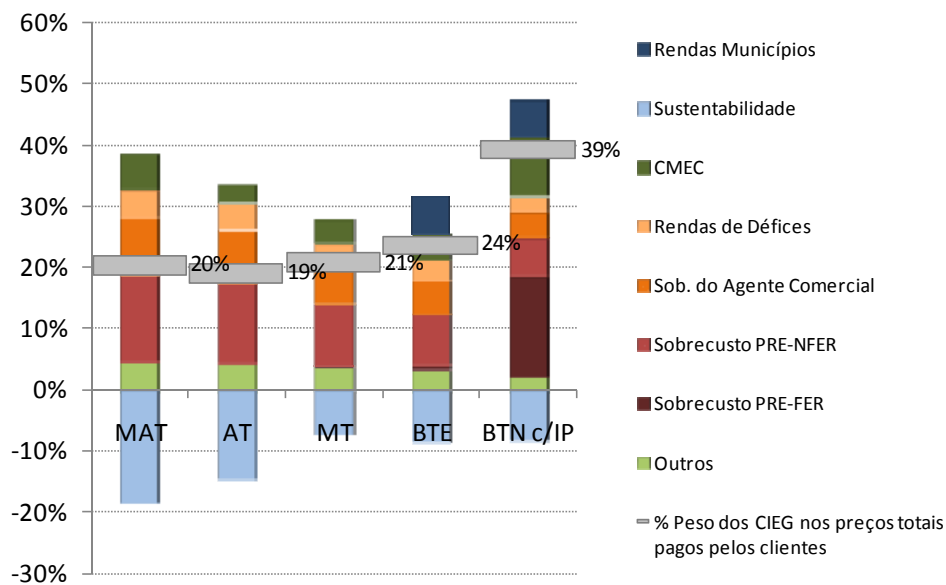
Na Figura 7-66 e na Figura 7-67, apresenta-se, para cada nível de tensão, o impacto dos CIEG na tarifa de Acesso e nos preços totais pagos pelos clientes, respectivamente. Presentemente verifica-se que uma parte considerável dos custos incluídos nas tarifas de Acesso às Redes são CIEG.

Figura 7-66 – Impacte dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes



Nos preços pagos em 2011 pelos clientes, estima-se que os CIEG apresentarão um peso entre 19% em AT a 39% em BTN.

Figura 7-67 – Impacte dos CIEG nos preços totais pagos pelos clientes



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
CIF	Cost, Insurance and Freight
CIRC	Código do Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas
CMEC	Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual
CPPE	Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade
CR	Tarifas de Comercialização de Redes
DEE	Distribuição de Energia Eléctrica
DGEG	Direcção-Geral de Energia e Geologia
DRCIE	Direcção Regional do Comércio, Indústria e Energia
ECOM	Efficiency measurement of Construction, Operation and Maintenance
EDA	EDA - Electricidade dos Açores, S.A.
EDIA	Empresa de Desenvolvimento de Infraestruturas do Alqueva, S.A.
EDP Distribuição	EDP Distribuição - Energia, S.A.
EEM	EEM - Empresa de Electricidade da Madeira, S.A.
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUR	Euro

SIGLAS	DEFINIÇÕES
FBCF	Formação bruta de capital fixo
FER	Fontes de Energia Renováveis
FMI	Fundo Monetário Internacional
FSE	Fornecimentos e Serviços Externos
GGs	Gestão Global do Sistema
IHPC	Índice Harmonizado de Preços ao Consumidor
INE	Instituto Nacional de Estatística
IP	Índice de Preços Implícito no Consumo Privado
IPC	Índice de Preços no Consumidor
ISP	Imposto sobre Produtos Petrolíferos
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
MAT	Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV)
MF	Ministério das Finanças
MFAP	Ministério das Finanças e da Administração Pública
ML	Mercado Liberalizado
MT	Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV)
NT	Níveis de Tensão de MAT, AT e MT
OCDE	Organisation de Coopération et de Développement Économiques
OMI Clear	Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, SA
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), SA
ONI	ONI SGPS, S.A.
PAR	Plano de Apoio à Reestruturação
PEC	Programa de Estabilidade e Crescimento
PIB	Produto Interno Bruto
POC	Plano Oficial de Contabilidade
PNAC	Plano Nacional para as Alterações Climáticas
PNALE	Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão

SIGLAS	DEFINIÇÕES
PPC	Paridade de Poder de Compra
PPDA	Plano de Promoção do Desempenho Ambiental
PPEC	Plano de Promoção de Eficiência no Consumo
PQA	Power Quality Analyser
PRE	Produção em Regime Especial
PSTN	Public Switched Telephone Network
PT	PT Comunicações, S.A.
QAC	Quantidade anual contratual
RAA	Região Autónoma dos Açores
RAM	Região Autónoma da Madeira
RARI	Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações
RA's/RAS	Regiões Autónomas
RD	Rede de Distribuição
REN	REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.
RND	Rede Nacional de Distribuição de Electricidade em alta e média tensão
RNT	Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica
RQS	Regulamento da Qualidade de Serviço
RRC	Regulamento de Relações Comerciais
RSU	Resíduos Sólidos Urbanos
RT	Regulamento Tarifário
SEP	Sistema Eléctrico de Serviço Público
SGL	Sistema de Gestão de Leituras
TE	Tarifa de Energia
TEE	Transporte de Energia Eléctrica
TEP	Tarifa de Energia e Potência
TET	Trabalhos em tensão
TPE	Trabalhos para a Própria Empresa

SIGLAS	DEFINIÇÕES
TUGS	Tarifas Uso Global do Sistema
TURT	Tarifas de Uso da Rede de Transporte
TVCF	Tarifas de Venda a Clientes Finais
UD	Unidade Técnica de Distribuição
UE	União Europeia
UGS	Uso Global do Sistema
URD	Uso da Rede de Distribuição
URT	Uso da Rede de Transporte

ANEXO II
DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

- Caracterização da procura de energia eléctrica em 2011
- Estrutura tarifária do sector eléctrico em 2011
- Ajustamentos referentes a 2009 e 2010 a repercutir nas tarifas de 2011
- Proveitos permitidos das empresas reguladas do sector eléctrico para 2011

ANEXO III
PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE
ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2011”

Rj
 Rto
 Nini
 Jui
 125
 H.L.
 J.
 R

Parecer sobre
“Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2011”

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 2011*”⁵, os estudos complementares e a documentação de suporte, cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

Após ter endereçado convite para o efeito a todos os comercializadores livres e ao comercializador de último recurso o CT procedeu à audição: (i) a 5 de Novembro da IBERDROLA S.A., da ENDESA Comercialização de Energia S.A., da EDP Comercial S.A e da FORTIA ENERGIA; (ii) a 11 de Novembro, da EDP Serviço Universal S.A.

Posto o que, a Secção do Sector Eléctrico do Conselho Tarifário⁶ 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/2010/596/AT/ao, de 15 de Outubro de 2010.

⁵ Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por “*documento*” ou “*proposta*”.

⁶ Doravante abreviado por CT.

12/06/07 12/07
W. Silva
J. Pinheiro
12/07
J. L. L.
J.
J. L.

**“ PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS
PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2011 “**

NOTAS PRELIMINARES

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, 2008 e 2009 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.
3. A não recomposição do CT afasta os comercializadores livres e o próprio comercializador de último recurso da discussão das tarifas e preços que os afectarão e devem reflectir nos seus clientes.
4. Por sua iniciativa, o CT entendeu convidar os comercializadores para, por escrito ou na audição, elencarem os aspectos que consideravam essencial estar incluídos nas tarifas e preços para 2011.
5. Fizeram-se representar na audição do CT a IBERDROLA S.A., a ENDESA Comercialização de Energia S.A., a EDP Comercial S.A e a FORTIA ENERGIA e ainda a EDP Serviço Universal S.A..
6. Os comercializadores livres (que actualmente servem cerca de 40% 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 estratégias comerciais, as suas propostas e contratos a propor aos seus clientes, designadamente quanto a tarifas de acesso, 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.

Rto 7 12/1
N.º 12/1
H.L.
de
[assinatura]

I

GENERALIDADE

O Conselho Tarifário na elaboração deste parecer esteve ciente que, quer os consumidores de energia eléctrica, quer as empresas atravessam um contexto económico-social difícil e que os acréscimos tarifários propostos representarão dificuldades acrescidas.

I/A - DADOS PRÉVIOS À PROPOSTA

1. Em pareceres anteriores, o CT manifestou a necessidade de serem apresentadas pela ERSE informações que considerou determinantes para o processo de elaboração de tarifas e preços e para a consequente análise da proposta pelo Conselho.
2. Nesta conformidade, o CT releva a ausência reiterada dos seguintes elementos:
 - (i) Documento com as demonstrações relativas ao equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas;
 - (ii) Estudo comparativo, na UE 15, sobre o sistema de preços aplicáveis aos produtores em regime especial (PRE);⁷
 - (iii) Estudo sobre o impacte nas tarifas do Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de Novembro, recentemente alterado pelo Decreto-Lei 118 A/2010, de 25 de Outubro;
 - (iv) Custos da actividade de comercialização de energia eléctrica⁸;
 - (v) Custos eficientes com a descarga, armazenamento e transporte de fuelóleo nas RA's, sendo que se tratam de parâmetros cujo conhecimento e publicação é regulamentarmente exigida, tendo sido sucessivamente protelada para momento posterior não calendarizado.
3. Atento a que o ano 2011 será o último do actual triénio regulatório e que no próximo ano será apresentado ao CT não apenas a proposta de tarifas e preços para o ano seguinte como também a proposta de parâmetros para todo um novo triénio regulatório, o CT considera ser fundamental que a ERSE conclua e apresente atempadamente os documentos solicitados.

I/B – COORDENAÇÃO COM A REVISÃO DO RT

1. 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.

⁷ Na resposta ao Parecer do CT a ERSE remeteu para *links* que se considera não esclarecer cabalmente as preocupações do CT.

⁸ O CT foi informado que o referido estudo ter-se-á iniciado muito recentemente.

Rebo -> B'
Mick
Spini
125
1
11.1
11.1
11.1
11.1

2. O CT considera existirem este ano circunstâncias excepcionais que justificam que a ERSE apresente a proposta de tarifas e preços para o ano seguinte em simultâneo com a proposta de revisão do RT.
3. Efectivamente, o CT constata que em 2010 foi produzida vasta legislação, quer pelo Governo, quer pela Assembleia da República, destacando-se:
 - Portaria n.º 542/2010, de 21 de Julho, que procede à alteração à taxa de remuneração dos terrenos situados no domínio hídrico que se mantêm na posse da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT), bem como dos terrenos situados fora desse domínio arrendados pelos titulares de licenças de produção associados aos centros electroprodutores hidroeléctricos;
 - Portaria n.º 765/2010, de 20 de Agosto, que estabelece o regime de garantia de potência que os centros electroprodutores em regime ordinário podem prestar ao Sistema Eléctrico Nacional;
 - Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de Setembro, que estabelece o procedimento aplicável à extinção das tarifas reguladas de venda de electricidade a clientes finais com consumos em muita alta tensão (MAT), alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão especial (BTE);
 - Decreto-Lei n.º 110/2010, de 14 de Outubro, que determina a extinção do mecanismo da conta de correcção de hidraulicidade, estabelecendo as regras transitórias a adoptar até à extinção do mesmo e revogando o Decreto-lei n.º 338/91, de 10 de Setembro;
 - Decreto-Lei aprovado em Conselho de Ministros de 14 de Outubro (ainda não publicado), que tem como objecto a criação de tarifas sociais de acesso às redes e de fornecimento de energia eléctrica e a definição do regime jurídico para a sua aplicação;
4. Foi ainda publicado o Decreto-Lei n.º 118-A/2010 de 25 de Outubro, que revê o regime jurídico da micro-produção, com evidentes repercussões no RT, RRC e ainda nos pressupostos que presidiram à elaboração da Proposta, pelo que o CT sugere que a ERSE reformule a sua proposta em consonância com o disposto neste Decreto-Lei.
5. Mais recomenda o CT que seja, igualmente, desencadeado o processo de revisão do RRC na sequência das alterações legislativas acima mencionadas evitando a falta de sintonia entre ambos.

Handwritten notes and signatures:
R1007 B3
Wicia
Spin
123
H.L.
di.
H.A.

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 euros⁹ 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. Tendo passado dois anos sobre a data de emissão do referido despacho, o Conselho Tarifário constata que, em virtude de também não ter recebido qualquer verba ao abrigo do citado Despacho, a REN não efectuou a transferência do valor mencionado no ponto 1., para as empresas das Regiões Autónomas.
3. A proposta de tarifas para 2011 propõe que as empresas insulares devolvam, com encargos financeiros, ao sistema eléctrico o excedente tarifário apurado em 2009, não tomando em consideração que as mesmas ainda não receberam o referido montante.
4. Esta situação vai agravar o nível de endividamento das empresas reguladas EDA e EEM, e dada a sua reduzida dimensão, irá decerto ter um impacto negativo na percepção dos mercados, pelos respectivos riscos de crédito, conduzindo, inevitavelmente, a um agravamento do preço dos seus financiamentos, afectando o equilíbrio económico e financeiro das mesmas e, por essa via, aportar mais custos ao sistema eléctrico.
5. O CT reconhecendo o impacto muito negativo desta situação no equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas das Regiões Autónomas, recomenda que a ERSE desenvolva todas as medidas ao seu alcance para minimizar este problema com reflexos preocupantes nas demonstrações financeiras da EDA e da EEM, sem contudo deixar de salvaguardar que nenhum encargo adicional seja imputado às tarifas.

II/A 2. EXTINÇÃO DAS TARIFAS REGULADAS EM MAT, AT, MT E BTE

1. A proposta de tarifas para 2011, em cumprimento do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de Setembro, prevê a extinção das TVCF acima de 41,4 kW em MAT, AT, MT e BTE em Portugal Continental.

⁹ 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 16 982/2007, de 2 de Agosto.

2. O processo de convergência tarifária, entre as Regiões Autónomas e o Continente, implementado após a publicação do Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março¹⁰ determinou que as TVCF daquelas regiões convergissem para as TVCF do Continente.
3. Com a extinção daquelas tarifas em Portugal Continental, deixa de existir um referencial para a referida convergência, o que se verifica já na proposta de tarifas para 2011 e na qual a ERSE optou por transitoriamente: “(...) aplicar às TVCF em MT e BTE das Regiões Autónomas uma variação tarifária idêntica à de BTN preservando-se a estrutura tarifária de 2010 por aplicação de idêntica variação a todos os preços”.¹¹
4. O CT considera pertinente a futura regulação das tarifas nas Regiões Autónomas, tendo ciente que este “...assunto será tratado no quadro de uma revisão regulamentar integrando um processo de discussão pública”.¹²
5. O CT entende, ainda, que antecedendo esta revisão regulamentar devem ser analisadas as soluções já implementadas em mercados semelhantes dentro da União Europeia para que a proposta que a ERSE venha a apresentar, durante o primeiro semestre de 2011, tenha em consideração aquelas soluções.

II/B - PROVEITOS PERMITIDOS

II/B 1. ACTIVIDADES DE TRANSPORTE E DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

1. Os custos com o novo regime de interruptibilidade criado pela Portaria n.º 592/2010, de 29 de Julho e os custos com a garantia de potência que derivam da Portaria n.º 765/2010, de 20 de Agosto, constituem custos da Actividade de Gestão Global do Sistema não controláveis pela empresa.
2. Dada a recente criação destes novos mecanismos, os correspondentes montantes estimados pela ERSE, para inclusão nas tarifas de 2011, contêm seguramente elevada incerteza, pelo que é recomendável que os correspondentes ajustes possam ser efectuados provisoriamente em t+1 e os definitivos em t+2.

¹⁰ Cf. Preâmbulo do diploma: “O fornecimento de energia eléctrica é um serviço público essencial devendo ser assegurado à generalidade dos consumidores nacionais em condições de igualdade. Saliente-se que o normativo que institui o mercado interno da electricidade prevê na organização deste mercado que, para garantir a defesa do consumidor, se possam impor obrigações de serviço público onde, por si só, a concorrência não possa assegurar tal fim. Uma componente fundamental na prestação deste serviço público, o tarifário, não é independente do local de residência dos consumidores. Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira o custo inerente à disponibilização da electricidade é consideravelmente superior ao do continente donde resulta uma clara penalização para os cidadãos e agentes económicos residentes naquelas Regiões. Importa, pois, dentro do actual quadro jurídico - constitucional adoptar as soluções conducentes à uniformização do tarifário, desejavelmente a partir de 1 de Janeiro de 2003, salvaguardando a energia eléctrica de produção local que, por imperativo constitucional, continuará a ter um tratamento autónomo à semelhança, aliás, do que acontece no continente.”

¹¹ Cf. pag. 29 do Documento “Estrutura Tarifária do Sector Eléctrico em 2011”.

¹² Cf. pag. 29 do Documento “Estrutura Tarifária do Sector Eléctrico em 2011”.

Res 7 13/11
Vieira
Ferreira
127
L
st
LCP

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, do deflator do PIB, tendo o CT manifestado dúvidas quanto a alguns dos valores dos pressupostos assumidos pela ERSE, entre os quais os inerentes às estimativas da evolução do consumo.¹³
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. Numa actividade de capital intensivo, e apesar do entendimento da ERSE¹⁴ de que a estrutura de custos de um operador de redes de distribuição (ORD) reflecte essencialmente custos fixos relacionados com as infra-estruturas, o CT constata que o factor consumo coloca em risco a sustentabilidade dos proveitos desta actividade. Efectivamente, face ao que se encontrava estimado para o actual período regulatório, registou-se uma quebra acentuada dos consumos em 2009, com repercussão nos anos subseqüentes, conforme se constata na proposta tarifária para 2011.
4. Adicionalmente, a diferença entre o deflator do PIB implícito no cálculo dos parâmetros regulatórios e o considerado actualmente no cálculo dos proveitos permitidos gera uma perda expressiva de proveitos, tendo em conta que as amortizações e a remuneração do activo, apresentam uma elasticidade praticamente nula face ao deflator do PIB.

¹³ Cf. Parecer de 17 de Novembro de 2008.

¹⁴ Cf. Documento "Parâmetros de regulação e custo de capital para o período 2009-2011", pag. 31.

Handwritten notes:
Rto 7/11
Nissa
Jin
127
L.L.
K

ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA	EDP Distribuição			EDA			EEM		
	2009	2010	2011	2009	2010	2011	2009	2010	2011
Perda de proveitos consumo e IPIB									
1 Componente fixa em AT/MT - ERSE 2008 * (10 ³ Euros)	152.290	155.570	158.393						
2 Componente fixa em AT/MT - ERSE 2009/2010 ** (10 ³ Euros)		153.889	153.443						
3 Componente variável em AT/MT - ERSE 2008 * (Euros/KWh)	0,00591	0,00589	0,00584	0,019494	0,019986	0,020232	0,021807	0,022533	0,023351
4 Componente variável em AT/MT - ERSE 2009/2010 ** (Euros/KWh)		0,005821	0,005655		0,019770	0,019589		0,022293	0,022634
5 Energia AT/MT - estimativa ERSE 2008 para parâmetros (GWh)	47.881	49.082	50.352	840	873	905	975	1.015	1.057
6 Energia AT/MT - Real 2009/estimativa ERSE 2010 (GWh)	46.174	47.945	48.915	793	814	837	931	933	944
7 Componente fixa em BT - ERSE 2008 * (10 ³ Euros)	211.673	212.367	213.132						
8 Componente fixa em BT - ERSE 2009/2010 ** (10 ³ Euros)		210.043	206.388						
9 Componente variável em BT - ERSE 2008 * (Euros/KWh)	0,01031	0,01005	0,00981	0,044573	0,043515	0,042091	0,031659	0,031387	0,030952
10 Componente variável em BT - ERSE 2009/2010 ** (Euros/KWh)		0,009940	0,009487		0,043026	0,040715		0,031038	0,029955
11 Energia BT - estimativa ERSE 2008 para parâmetros (GWh)	25.100	25.819	26.566	494	513	531	727	757	788
12 Energia BT - Real 2009/estimativa ERSE 2010 (GWh)	24.898	25.732	26.084	473	485	500	686	688	695
13 Prov. variáveis - ERSE 2008 (10 ³ Euros) [(3)x(5)+(9)x(11)]x1000	541.539	548.455	554.636	38.386	39.763	40.670	44.292	46.632	49.058
14 Prov. variáveis - ERSE 2010 (10 ³ Euros) [(3)x(6)+(9)x(12)]x1000	529.376	540.890	541.515	36.532	37.389	37.989	42.028	42.624	43.550
15 Perda Consumo (10 ³ Euros) *** (14)-(13)	-12.162	-7.565	-13.121	-388	-2.373	-2.682	-1.132	-4.007	-5.508
16 Prov. fixos e variáveis - ERSE 2008 (10 ³ Euros) [(3)x(5)+(9)x(11)]x1000+(1)+(7)		916.392	926.161		39.763	40.670		46.632	49.058
17 Prov. fixos e variáveis - ERSE 2010 (10 ³ Euros) [(4)x(5)+(10)x(11)]x1000+(2)+(8)		906.298	896.620		39.323	39.366		46.124	47.516
18 Perda IPIB (10 ³ Euros) (17)-(16)		-10.094	-29.541		-440	-1.304		-508	-1.542
19 Efeito misto consumo/IPIB (10 ³ Euros) [(6-5)x(4-3)+(12-11)x(10-9)]x1000		83	421		26	96		44	173
20 PERDA TOTAL (10 ³ Euros) (15)+(18)+(19)		-71.978			-7.575			-12.481	

* considera um IPIB de 2,6% para 2010 e 2011
 ** considera um IPIB de 1,5% para 2010 e 0,5% para 2011
 *** Inclui reposição do desvio de quantidades em 2009, relativamente à EDA e EEM

Fonte: ERSE, EDA, EDP, EEM

5. Assim, atendendo a que no ano 2011 será apresentada uma nova proposta de parâmetros para o período regulatório 2012-2014, o CT considera útil que a ERSE reveja o modelo de regulação na distribuição tendo em conta o impacto dos parâmetros regulatórios fixados para o triénio 2009-2011, no que concerne à exequibilidade das metas de eficiência definidas e ao efeito do consumo e do IPIB.

II/B 3. ACTIVIDADES DE COMERCIALIZAÇÃO

1. Relativamente às actividades de comercialização, o CT constata que, de acordo com a informação incluída na Proposta¹⁵, no ano de 2009, todas as empresas reguladas (EDPSU, EDA e EEM) apresentaram resultados operacionais negativos.
2. Sem prejuízo do acompanhamento e avaliação da aplicação do modelo regulatório nas actividades de comercialização das empresas reguladas, o CT espera que o novo quadro tarifário permita obter uma rentabilidade adequada ao normal desenvolvimento destas actividades.

¹⁵ Páginas 116, 119 e 122 do documento "Ajustamentos referentes a 2009 e 2010 a repercutir em 2011"

Handwritten notes and signatures:
Rto -> Nj
Winn
Jpin
25/1
H.L.
d.
C.R.

II/C - MERCADO LIVRE E TARIFAS TRANSITÓRIAS

1. A opção da ERSE em conter a repercussão dos custos do sistema em anos anteriores conduziram ao estabelecimento de tarifas de acesso artificialmente baixas que potenciaram a saída de um número significativo de clientes para o mercado.
2. Durante o ano de 2010 os preços de electricidade no mercado grossista ibérico apresentaram valores anormalmente baixos em resultado da conjugação de preços baixos dos combustíveis e da hidraulicidade elevada, beneficiando os consumidores fornecidos por comercializadores em mercado livre.
3. Não sendo expectável a repetição das condições favoráveis de 2010 em 2011, verificar-se-á um acréscimo de preço nos consumidores em mercado livre como consequência quer do aumento da tarifa de acesso quer do expectável aumento do preço da energia no mercado grossista.
4. A partir de 1 de Janeiro de 2011, são extintas as tarifas reguladas de venda de electricidade a clientes finais em MAT, AT, MT e BTE no Continente, procedimento este estabelecido no Decreto-Lei n.º 104/2010 de 29 de Setembro.
5. Para os clientes que se mantenham no CUR até encontrarem um comercializador em regime de preços livres, o regulador propõe a aplicação duma tarifa transitória a qual apresenta aumentos percentuais significativos face a ano passado (os acréscimos médios estimados são de 10% em AT e MAT e de 4% em MT e BTE).
6. Esta tarifa transitória aplica um factor de agravamento à tarifa aditiva correspondente à soma das tarifas de acesso às redes, do custo médio de energia e do custo de comercialização regulada, tendo sido definida pela ERSE para incentivar a transferência de clientes do mercado regulado para o mercado livre.
7. O sobreproveito decorrente do factor de agravamento estimado pela ERSE em cerca de 53 milhões de euros, dependendo do ritmo de transferência de clientes para o mercado livre, é traduzido numa redução das tarifas de UGS.
8. O CT recomenda que ERSE monitorize a transferência de clientes do mercado regulado para o mercado livre, sugerindo a introdução dum mecanismo de agravamento crescente com uma periodicidade trimestral.
9. Este reforço da liberalização do mercado da electricidade, protagonizado pela extinção das tarifas reguladas em MAT, AT, MT e BTE, ocorrerá num período de acréscimo de preços de electricidade, decorrente nomeadamente dos acréscimos de preços e no mercado grossista e dos custos de interesse económico geral.

Handwritten notes and signatures:
Ribeiro B.
Viana
J. M.
→ → 1
H.L.
de
[initials]

10. O CT revela preocupação sobre a forma como os consumidores poderão reagir a esta transição, tal como aconteceu noutros sectores anteriormente liberalizados. Recomenda, por isso, o CT que a informação sobre as novas tarifas seja o mais clara possível obviando a que seja feita uma associação entre o aumento dos preços e o processo de liberalização, cujo mérito não deve ser colocado em causa.
11. Tendo em vista contribuir para uma melhor informação, o CT considera que a tarifa transitória deve ser claramente identificada como “transitória com factor de agravamento”.

II/D - INTERRUPTIBILIDADE

1. O CT congratula-se com a publicação da Portaria n.º 592/2010, de 29 de Julho, aderente às várias sugestões oportunamente expressas em anteriores pareceres.
2. O Conselho, ciente de que o estabelecimento deste regime tem como efeitos um acréscimo dos proveitos permitidos, e conseqüentemente um aumento da tarifa UGS a pagar por todos os consumidores, releva a importância do mesmo nomeadamente para os Grandes Consumidores de Energia, que deste modo vêm ultrapassado um dos entraves à sua mudança para o Mercado.
3. No entanto, o CT não pode deixar de manifestar a sua preocupação pelo facto do disposto no art. 8º alínea d), da referida Portaria: “*Instalar os equipamentos de medida, registo e controle necessários para a gestão, controle e medida do serviço, a definir tecnicamente pela ERSE, no prazo máximo de 60 dias após a publicação da presente portaria;*” ainda não ter sido concretizado.
4. Assim, o CT recomenda a criação dum regime transitório que seja acessível a todos os clientes em mercado.

II/E – QUALIDADE DE SERVIÇO

1. A evolução da qualidade de serviço do fornecimento de energia eléctrica em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas nas suas diversas dimensões – continuidade de serviço, qualidade de onda de tensão e qualidade de serviço comercial – constitui um indicador determinante para avaliar quer o desempenho das empresas reguladas, quer o nível de satisfação dos consumidores quer, inclusive, a adequação do modelo regulatório em vigor.
2. Assim, e reiterando o entendimento seguido quanto à necessidade da evolução da qualidade de serviço do fornecimento de energia eléctrica dever ser tida em conta no processo anual de fixação de tarifas e preços dos serviços de energia eléctrica, o CT sublinha e valoriza o envio pela ERSE, em 11 de Outubro de 2010, do “Relatório da Qualidade de Serviço do Sector Eléctrico 2009”.

ERSE - 12/11
V. 12/11
J. 12/11
L. 12/11
L. 12/11
L. 12/11

3. De uma análise ao Relatório da Qualidade de Serviço 2009, que contém os principais resultados e tendências observadas naquele ano no que tange a cada uma das dimensões da qualidade do serviço, o CT destaca as melhorias alcançadas pelas empresas reguladas neste domínio e recomenda uma especial atenção para a resolução futura dos incumprimentos detectados pela ERSE.
4. Finalmente, o CT reitera as suas anteriores recomendações no sentido das empresas reguladas de transporte, distribuição e comercialização de energia eléctrica continuarem a apostar na melhoria da qualidade de serviço, aspecto central para a adequação do modelo de regulação e nível de satisfação dos consumidores portugueses.

II/F - PREÇOS DOS SERVIÇOS

1. Nos termos dos regulamentos em vigor, para além das tarifas, compete à ERSE a fixação dos preços de serviços regulados associados às actividades de distribuição e comercialização de energia eléctrica: leitura extraordinária, interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica, quantia mínima em caso de mora e serviços associados à monitorização da qualidade da onda de tensão.
2. Em termos genéricos, a ERSE mantém os pressupostos que têm sido seguidos nos últimos anos, designadamente a limitação dos aumentos dos preços à variação do índice de preços no consumo privado para os preços aplicáveis à BTN.
3. A ERSE refere, no entanto, que se verificam actualmente situações que justificam uma análise aprofundada, designadamente: subsidiação cruzada entre clientes e, em alguns casos, preços fixados para Portugal Continental inferiores aos fixados para as Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores.
4. O CT concorda que estas situações justificam uma análise aprofundada e sublinha a pertinência duma reavaliação pela ERSE, durante o primeiro semestre do próximo ano, recomendando que os resultados da mesma já possam ser tidos em conta na próxima fixação de tarifas e preços e de parâmetros regulatórios a ocorrer em 2011.
5. O CT considera que, no tocante aos serviços, não apenas a ERSE deve definir a melhor tipologia de serviços a prestar como, ainda, os preços fixados devem apresentar uma maior aderência aos custos reais.

Handwritten notes and signatures:
 ptb > 13
 Wia
 Hi
 125 1
 [Signature]

II/G - CUSTOS DECORRENTES DE MEDIDAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, AMBIENTAL OU DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL E DE SUSTENTABILIDADE DE MERCADOS

- Os custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG) condicionam, em grande parte, a evolução das tarifas de energia eléctrica, sendo incluídos nas tarifas de Acesso às Redes pagas por todos os clientes de energia eléctrica e em 2011 atingem o valor total de 2,4 mil milhões de euros, traduzindo um aumento de 31,8% face ao ano anterior.
- O valor líquido¹⁶ a considerar na fixação de tarifas representa 32,1% do total dos proveitos de energia eléctrica em Portugal Continental em 2011, contra 22,3% em 2010. Salienta o CT o elevado peso que esta rubrica apresenta na estrutura do preço médio das tarifas de venda a clientes finais do CUR para o segmento da BT: mais de 40%.
- Dissecando a evolução destes custos, com foco nas componentes mais expressivas, é este o retrato da situação apresentada na proposta da ERSE:

Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral existentes para fixação das tarifas de 2011 existentes para fixação de tarifas de 2010 – Quadro 1

	2010	2011	Unidade: 10 EUR Variação 2011/2010
Sobrecusto da PRE	805 123	1 209 712	50,30%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	305 026	427 012	40,00%
Sobrecusto dos CAE	248 080	298 780	20,80%

- A lógica de determinação destes sobrecustos [que visam complementar o nível de proveitos obtidos com base nos preços no mercado com as condições contratuais negociadas] têm manifestamente impedido os consumidores de usufruírem das singulares condições benéficas consubstanciadas no baixo preço de energia verificado nos mercados organizados (em torno de 40 €/MWh, valores reais até Agosto 2010¹⁷).
- A evolução significativa e sustentada destas parcelas ao longo dos últimos anos, quer no que diz respeito à produção em regime especial, quer na produção ordinária (CMEC's e CAE's) aliada ao elevado patamar atingido actualmente sugere a necessidade oportuna de uma reflexão profunda sobre a sua justeza e adequação aos interesses dos principais beneficiários de um suposto mercado concorrencial e competitivo, os consumidores.

¹⁶ Ao valor total são deduzidos, para a fixação de tarifas em 2011, 365 milhões de Euros referentes à medida de estabilidade e sustentabilidade de mercados e 181 milhões de Euros fruto da reposição gradual da reclassificação da Cogeração FER.

¹⁷ Cf pag 61 Documento da Proposta.

Handwritten notes and signatures:
 Pto - B.
 W...
 J...
 12/7
 H...
 J...
 J...

Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral existentes para fixação das tarifas de 2011 criados e/ou reformulados legislativamente em 2010 – Quadro 2

	2010	2011	Unidade: 10 EUR Variação 2011/2010
Terrenos das centrais	13 406	24 205	80,60%
Custos com a garantia de potência	0	66 600	n.a.

6. A Portaria nº 542/2010, de 21 de Julho, procedeu à revisão da taxa de remuneração dos terrenos situados no domínio hídrico que se mantém na posse da Entidade Concessionária da Rede Nacional de Transporte, bem como dos terrenos situados fora desse domínio arrendados pelos titulares de licenças de produção associados aos centros electroprodutores hidroeléctricos, passando do indexante IPC para uma taxa *swap* interbancária acrescida de meio ponto percentual, com efeitos a partir de Janeiro de 2011.
7. O CT não vislumbra razões estruturais, estáveis e coerentes para esta alternância de taxas de remuneração ao longo da última década e constata, nesta proposta, as suas consequências imediatas e directas ao aumentar em mais de 10 milhões de Euros os proveitos da REN em 2011 (+ 80,60%).
8. A introdução de uma nova componente “*garantia de potência*” através da Portaria nº 765/2010 de 20 de Agosto, estimada pela ERSE em mais de 66 milhões de Euros, vem juntar-se à longa lista dos CIEG’s.
9. Enquadrada na busca de uma harmonização regulatória a nível ibérico, não pode deixar o CT de manifestar surpresa por este incentivo ao investimento aplicar-se às centrais já em exploração ou com licenças já atribuídas. A previsível evolução deste custo, com as regras em vigor, afigura um impacte significativo na determinação das tarifas.
10. O CT tem reiteradamente alertado nos seus pareceres para o crescimento exponencial destes CIEG’s e pedido à ERSE para diligenciar, junto das instâncias competentes, a sua inquietação quanto ao condicionamento que os mesmos acarretam na fixação anual de tarifas. Infelizmente, tal parece não ter produzido efeitos dado que, não só se assiste a um crescendo volume de encargos a suportar pelos consumidores de energia eléctrica, como são criadas, com alguma regularidade, novas componentes.
11. Assim, o CT entende que é imperioso apelar a uma reflexão, ousada, procurando alcançar medidas urgentes visando uma redução dos CIEG’s no sector eléctrico. Nos últimos dois anos, foi possível amenizar este impacte graças aos ajustamentos de anos anteriores (em favor das tarifas) mas teme o CT que tal situação possa, muito provavelmente, não voltar a acontecer (ou com valores sem significado).

pto → RJ
W. V. S.
S. P. R.
125
1
L. L.
D. J.
W. P.

12. Julga o CT que é a própria sustentabilidade do sector que está em jogo podendo esta situação gerar níveis insustentáveis e socialmente inaceitáveis já no ano de 2012.
13. Reitera, assim, o CT o seu apelo à ERSE para que esta promova as necessárias diligências junto das entidades competentes com vista à rápida inflexão desta trajectória, procurando, se necessário, formas mais eficazes de comunicação e sensibilização, salientando, nomeadamente, que são os próprios objectivos e eficácia da regulação do sector que estão em causa.

II/H - TARIFA SOCIAL

1. O CT reiteradamente expressou, em pareceres de anos anteriores, a necessidade de serem definidos os critérios de atribuição da tarifa social. Decorre, por outro lado, da Directiva 2009/72/CE, de 13 de Julho, relativa ao mercado interno da electricidade¹⁸, a necessidade dos Estados-Membros estabelecerem o conceito de clientes vulneráveis, podendo incluir as situações de pobreza energética e de aprovar as medidas adequadas à protecção de tais clientes.
2. Assim, o CT congratula-se com a criação dum enquadramento legislativo com os critérios de atribuição da tarifa social¹⁹, definindo o universo de consumidores em situação de carência sócio-económica, nomeadamente:
 - ✓ Os beneficiários do complemento solidário para idosos;
 - ✓ Do rendimento social de inserção;
 - ✓ Do subsídio social de desemprego;
 - ✓ Do primeiro escalão do abono de família;
 - ✓ Da pensão social de invalidez.
3. A introdução de novos critérios de atribuição duma tarifa social alarga o universo actual de cerca de 6 mil para, previsivelmente, 670 mil agregados familiares, que correspondem a mais de 1 milhão de pessoas, sendo que anualmente será fixado pelo Ministro responsável pela área da energia o limite máximo da variação da tarifa social.
4. Para 2011, o aumento anual de tarifa para os beneficiários da tarifa social foi limitado a 1%, tendo para o efeito a ERSE estabelecido um desconto na tarifa de acesso às redes em baixa tensão normal – o que garante a sua aplicabilidade independentemente do seu comercializador – e ainda uma tarifa social de Venda a Clientes Finais aplicável pelo comercializador de último recurso.

¹⁸ Com limite de transposição para o ordenamento jurídico nacional até 3 de Março de 2011.

¹⁹ Regime aprovado em Conselho de Ministros mas ainda não publicado.

5. A proposta apresentada pela ERSE para a tarifa aplica o desconto na componente fixa e não na energia " (...) de modo a transmitir aos clientes um sinal preço dos seus consumo e assim racionalizar e garantir a eficiente utilização do recurso energia eléctrica ", opção que o CT acolhe como adequada.
6. Embora a expressão económica deste limite resulte, em 2011, num desconto pouco expressivo, assinala-se que, com a implementação desta medida, cerca de 12% dos consumidores em BTN poderão ter acréscimos tarifários limitados a 1% ao invés dos 3,8%, passando este segmento a estar mais protegido de aumentos significativos no futuro.
7. O financiamento do referido desconto será assegurado pelos titulares de centros electroprodutores em regime ordinário.
8. A partir de 1 de Janeiro, o universo de consumidores actualmente abrangidos pela tarifa social só poderá continuar a beneficiar da mesma, à luz do novo regime, após demonstração da situação de carência sócio-económica. Pelo que, o CT considera ser pertinente estabelecer uma disposição transitória que evite a interrupção do benefício tarifário aos consumidores vulneráveis.
9. O CT alerta também a ERSE para a necessidade de introduzir já no próximo período regulatório uma harmonização dos escalões de potência contratada na BTN com os clientes das regiões Autónomas.

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 15 de Novembro de 2010, o parecer que antecede foi votado na GLOBALIDADE COM EXCEÇÃO DO PONTO II-G tendo sido APROVADO POR MAIORIA

com a seguinte votação: quanto ao ponto II G, seis votos contra e sete votos a favor, quanto aos restantes pontos do parecer, 12 votos a favor e um voto contra.



Votos a favor:

- EOP Distribuição - voto favoravelmente o parecer na globalidade, com exceção do ponto II G - *deixar prazos de ajuste de prazo automático*
- EDP Distribuição - voto favoravelmente o parecer na globalidade, com exceção do ponto II / G. Manuel Antunes Rodrigues
- REN - Rede Elétrica Nacional - voto favoravelmente o parecer de. e. t. na globalidade, com exceção do ponto II G
- AERA - Associação Consumidores da Região das Ações - EDUARDO Quintanilha
- U.G.C. - UNIÃO GERAL DOS CONSUMIDORES
Representante Consumidor de RA Madeira - *[Signature]*
- ENAEOP - RHEI (Cui 60) - Ponto II/G
- CNV - *[Signature]*
- ANMP, ERA, EEM, com exceção do ponto II G nos termos anexos DECO, nos termos anexos DGC - *[Signature]*

Votos contra:

- EOP Distribuição - Ponto II-G de acordo com declaração de voto conjunta EOP Distribuição, ERA, EEM e REN *deixar prazos de ajuste de prazo automático*
- EDP Distribuição - Ponto II-G de acordo com a declaração de voto conjunta EOP Distribuição, ERA, EEM, REN. Manuel Antunes Rodrigues
- REN - Rede Elétrica Nacional - Ponto II-G de acordo com a declaração de voto conjunta EOP Distribuição, ERA, EEM e REN e nos termos da declaração de voto específica da REN *[Signature]*
- ERA, EEM, ANMP quanto ao ponto II G nos termos anexos *[Signature]*
- ENAEOP - RHEI (Cui 60), VOTA CONTRA O PARECER NA GLOBALIDADE COM EXCEÇÃO DO PONTO II/G

Abstenções:

Voto de qualidade:

O parecer que antecede tem 17 (dezasete) páginas, incluindo as destinadas à votação e assinaturas dos Membros do Conselho Tarifário e integra ainda os seguintes anexos: seis anexos (de I a VI) contendo votos e declarações de voto



ERSE

ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

Maria Cristina Portugal

Direcção Geral do Consumidor

Manuel Rodrigues da Costa

Distribuição em Baixa Tensão

Vítor Machado

DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor

Patrícia Gomes

FENACOOP - Federação Nacional das Cooperativas
Consumidores, FCRL

Manuela Moniz

CNV - Clientes Não Vinculados de Electricidade

Fernando Ferreira

EDA - Electricidade dos Açores SA

Artur Trindade

Associação Nacional dos Municípios Portugueses

Vítor Vieira

REN - Rede Eléctrica Nacional, S A

Maria Joana Simões

EDP Distribuição - Energia, S A

Alfredo Rocha

UGC - União Geral dos Consumidores

Eduardo Quinta Nova

ACRA - Associação de Consumidores da Região dos Açor

Armindo Santos

EEM - Empresa de Electricidade da Madeira

Delfino Loureiro

em representação dos consumidores da Região Autónoma
Madeira

ANEXO I
LRF

EDA

Electricidade dos Açores

Declaração de voto do representante da EDA ao parecer do Conselho de Tarifário da ERSE sobre a "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2011"

Tendo por referência o assunto em título, informo que voto favoravelmente o parecer do Conselho Tarifário, relativo à "*Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2011*", com excepção do ponto II G - *Custos Decorrentes de Medidas de Política Energética, Ambiental ou de Interesse Económico Geral e de Sustentabilidade de Mercados*, que voto contra, nos termos da Declaração de Voto conjunta dos representantes da EDP Distribuição, REN, EDA e EEM.

Ponta Delgada, 14 de Novembro de 2010.



Fernando Manuel Rodrigues Ferreira

Declaração de voto dos representantes da EDP Distribuição, da REN, da
EDA e da EEM
ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre o documento
"Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços
em 2011

Os representantes das empresas acima votam favoravelmente todos os pontos do Parecer excepto o ponto II/G (*Custos Decorrentes de Medidas de Política Energética, Ambiental ou de Interesse Económico Geral e de Sustentabilidade de Mercados*), em relação ao qual votam contra.

Efectivamente, considera-se que neste ponto o Parecer contém comentários que ultrapassam, em muito, as competências próprias do CT, nomeadamente sobre matérias de política energética nacional e de sustentabilidade de longo prazo do Sistema Eléctrico Nacional.

Neste âmbito, é importante actuar de uma forma didáctica e referir que uma visão restritiva e de curto prazo sobre algumas das componentes tarifárias de custos — sejam os de política energética e ambiental nacional, os de garantia do abastecimento a médio/longo prazo ou outros de interesse económico geral — pode conduzir a conclusões pouco sólidas, enviesadas ou mesmo comprometedoras da garantia de abastecimento dos consumos futuros.

A política energética europeia e nacional tem como objectivo contribuir para a resolução de diversos desafios estruturais, nomeadamente reduzir o desequilíbrio externo, a dependência energética e o combate às alterações climáticas, através do maior peso de renováveis no mix energético.

Adicionalmente, existem outros tipos de medidas necessárias à garantia do equilíbrio económico-financeiro das empresas ou de coesão nacional que, sem colocar em causa o funcionamento do mercado, não podem deixar de ser reflectidas pela ERSE.

Em suma, os CIEG resultam essencialmente de opções de política energética, sendo fortemente dependentes do preço de mercado e dos preços dos combustíveis fósseis e de CO₂ (quando estes aumentam os CIEG diminuem e vice-versa), cujos benefícios concretos só se atingem naturalmente no médio e longo prazo.

Lisboa, 15 de Novembro de 2010

EDP - *Luís Carlos Pereira, Vítor Correia*

EEM - *Amândio Santos*

EDP Distribuição - *João José Augusto de Sousa*

EDP Distribuição - *Manuel António Rodas, Lda*

REN - Rede Eléctrica Nacional - *Vitoriano Vitorino*



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 2011"

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 2011", com excepção do ponto II G - *Custos Decorrentes de Medidas de Política Energética, Ambiental ou de Interesse Económico Geral e de Sustentabilidade de Mercados*, conforme Declaração de voto dos representantes da EDP Distribuição, da REN, da EDA e da EEM.

Funchal, 15 de Novembro de 2010

Armindo Santos



ANEXO IV

Portugal, Cristina <mcportugal@sgpa.pt>

Votação Parecer Proposta de Tarifas 2011 e Revisão RT

1 mensagem

Machado, Vitor <vmachado@deco.proteste.pt>
Para: Maria Cristina Portugal <mcportugal@sgpa.pt>

14 de Novembro de 2010 16:07

Exma Senhora Presidente do Conselho Tarifário da ERSE,

A DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor, vota favoravelmente o parecer "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros serviços em 2011". Também vota favoravelmente o seu ponto II G.

Finalmente, vota favoravelmente e na globalidade, o parecer "Proposta de revisão do Regulamento Tarifário do sector eléctrico".

A presente votação diz respeito aos documentos cujas versões se encontram em anexo a esta mensagem.

Com os nossos melhores cumprimentos,

Vitor Machado

Representante da DECO no CT da ERSE

2 anexos

 Par Revisão RT 2010 final.docx
34K

 Par Tarifas e Preços 2011 final.docx
86K

Declaração de voto

“Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2011”

Voto favoravelmente na globalidade o Parecer do Conselho Tarifário.

Voto contra o ponto **III/G** (*Custos Decorrentes de Medidas de Política Energética, Ambiental ou de Interesse Económico Geral e de Sustentabilidade de Mercados*).

Estando de acordo com uma reflexão relativa ao sector eléctrico não concordo, no entanto, com os termos apresentados no Parecer que são condicionadores da própria reflexão.

Lisboa, 15 de Novembro de 2010

Artur Trindade

Associação Nacional dos Municípios Portugueses - ANMP

Votei favoravelmente todos os pontos do parecer em epígrafe com excepção do seu ponto II/G, (*Custos Decorrentes de Medidas de Política Energética, Ambiental ou de Interesse Económico Geral e de Sustentabilidade de Mercados*), em relação ao qual votei contra.

Adicionalmente à declaração de voto que subscrevi com os representantes da EDP-Distribuição, da Distribuição em Baixa Tensão, da EDA e da EEM, aquele ponto do parecer contém incorrecções adicionais que não podem deixar de ser esclarecidas.

De acordo com as sucessivas disposições legislativas do sector, a REN tem sido obrigada a deter nos seus activos os terrenos de domínio público hídrico relativos às centrais hidroeléctricas que foram detentoras de Contratos de Aquisição de Energia Eléctrica (CAE). Embora a Lei de Bases do Sector de 1995 dispusesse claramente que a tarifa da REN de venda à distribuição deveria conter, entre outros, "os encargos decorrentes da posse ou propriedade dos terrenos afectos aos sítios dos centros electroprodutores" a ERSE pretendeu atribuir, por razões nunca completamente esclarecidas, uma taxa de remuneração nula dos activos correspondentes a estes terrenos. Este diferendo veio a ser conciliado por via administrativa através de sucessivos Decretos-Lei e Portarias. Assim, durante o período 1999-2003, estes terrenos foram objecto de uma remuneração de 6,5% (pressuposto utilizado na "fair opinion" que justificou o preço pago pelo Estado, quando, em Setembro de 2000, comprou à EDP 70% do capital da REN). Entre 2004 e o primeiro trimestre de 2007, estes terrenos foram objecto de uma remuneração dada pela taxa swap interbancária de prazo mais próximo ao horizonte de amortização legal dos terrenos em causa, adicionada de 0,5%, situação que é agora reposta a partir de Janeiro 2011, depois de um período entre o 2º Trimestre de 2007 e o ano 2010, em que a taxa de remuneração destes activos foi dada pela taxa de variação média dos últimos 12 meses do índice de preços no consumidor.

O custo do financiamento destes activos, cujo valor líquido é ainda de cerca de 325 milhões de euros, não se distingue do de qualquer outro activo da REN, custo que se situa muito acima de qualquer das taxas de remuneração de que foram objecto até ao momento. Esta situação sempre penalizou a REN, não obstante o Sector Eléctrico Nacional continuar a beneficiar da produção das correspondentes centrais.

Justificando-se com uma taxa de inflação negativa ocorrida durante 2009, a ERSE atribuiu uma remuneração também negativa a estes terrenos durante 2010 (os correspondentes valores dos quadros, sobre o assunto, constantes no parecer incluem amortização e remuneração, o que permite esconder este facto).

Uma empresa regulada ter de pagar às tarifas pelo financiamento que efectua de um activo utilizado pelos consumidores é uma situação não justificável.

Perante a existência de uma situação de não reconhecimento de custos deste tipo, não podemos deixar de repudiar totalmente a posição constante nos nºs 6. e 7. do referido ponto II/G.

Adicionalmente refere-se que, embora as tarifas de uso das redes desçam com significado, as tarifas de acesso às redes propostas pela ERSE (que incluem também as várias componentes das tarifas UGS) representam para os clientes industriais aumentos de 119%, 98% e 51%, respectivamente para os níveis de tensão MAT, AT e MT, o que não poderá deixar de se reflectir em aumentos significativos dos preços do Mercado Liberalizado, no mesmo momento em que acabam as correspondentes tarifas reguladas. A ERSE

deveria ter criado mecanismos que permitissem aumentos mais graduais destas tarifas, matéria que não é analisada no presente parecer do CT.

Também não se considera aceitável que eventuais desvios tarifários inerentes aos novos custos veiculados através das empresas reguladas, alheios à sua actividade empresarial, venham a ser objecto da habitual "taxa de juro regulatória" aplicável aos desvios gerados nas actividades intrínsecas à empresa. Nestas novas situações será necessário o reconhecimento do efectivo custo de eventuais financiamentos que venham a ocorrer.

Lisboa, 15 de Novembro de 2010,



(Vítor Vieira, representante da REN)

ANEXO IV
**COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E
PREÇOS DE ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2011”**

I. GENERALIDADE

Nos termos do Regulamento Tarifário, a ERSE apresentou no dia 15 de Outubro ao Conselho Tarifário (CT) a Proposta de tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços em 2011 e os respectivos documentos justificativos complementares. O Conselho Tarifário emitiu o seu Parecer aprovando na generalidade a proposta da ERSE.

A ERSE procedeu à apreciação do Parecer do CT e à ponderação das sugestões nele contidas. As tarifas e preços para a energia eléctrica em 2011 tiveram em consideração o Parecer do CT. Em seguida apresenta-se a análise da ERSE ao Parecer do CT e os seus comentários às questões suscitadas.

I/A - DADOS PRÉVIOS À PROPOSTA

A ERSE regista a apreciação do CT relativamente à disponibilização de informação específica sendo que considera que a informação disponibilizada garante solidez ao trabalho de análise e apreciação da proposta de tarifas.

No que se refere ao impacte da alteração dos custos da micro-produção decorrente do Decreto-Lei n.º 118 A/2010, de 25 de Outubro, já foi devidamente considerado no cálculo dos proveitos permitidos para 2011.

Relativamente aos custos da actividade de comercialização de energia eléctrica, o estudo comparativo de preços de serviços contratados pela EDP SU está a decorrer, antevendo-se que os resultados finais serão disponibilizados a fim de serem considerados na definição dos parâmetros para o novo período de regulação 2012-2014.

O estudo para definição de custos eficientes nas regiões autónomas com a descarga, armazenamento e transporte de fuelóleo encontra-se em fase de finalização. Os resultados do relatório preliminar, entretanto disponibilizados, já foram analisados e considerados na presente proposta de tarifas, sendo, se for o caso, posteriormente corrigidos com base na análise do relatório final. Este relatório uma vez validado por parte da ERSE, será disponibilizado aos interessados.

Adicionalmente, será também disponibilizado o estudo referente ao desempenho económico-financeiro das empresas reguladas do sector eléctrico. Este estudo será simultaneamente uma importante plataforma para a definição da base de custos e parâmetros das empresas reguladas para o próximo período de regulação.

I/B – COORDENAÇÃO COM A REVISÃO DO RT

A ERSE recebe com agrado os comentários favoráveis do Conselho Tarifário (CT) à proposta de revisão do Regulamento Tarifário (RT) e o seu reconhecimento ao facto da proposta de revisão do RT ter sido submetida a parecer do CT em simultâneo com a proposta de tarifas e preços para 2011.

Na verdade, a existência de diversa legislação, cuja publicação ocorreu muito próximo da definição de tarifas para 2011, conduziu a uma alteração do RT em paralelo com aquele processo de cálculo.

A ERSE concorda com a recomendação do CT acerca da revisão do RRC, a qual deve ocorrer oportunamente.

II. ESPECIALIDADE**II/A – REGIÕES AUTÓNOMAS****II/A.1 – EFEITOS DA CONVERGÊNCIA**

A ERSE concorda com a questão levantada pelo CT e reconhece que a mesma pode ter um impacto negativo no equilíbrio económico-financeiro das empresas insulares.

A resolução desta situação seria benéfica para todo o sistema. As empresas reduziriam o seu custo de financiamento o que teria um reflexo positivo nos custos suportados pelo sistema eléctrico. No entanto, a acção da ERSE está condicionada ao cumprimento do disposto no despacho do senhor Ministro da Economia e da Inovação de 3 de Outubro de 2008.

II/B – PROVEITOS PERMITIDOS**II/B 1. ACTIVIDADES DE TRANSPORTE E DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA**

A ERSE reconhece que o mecanismo de interruptibilidade e o mecanismo de garantia de potência podem gerar desvios face aos valores ocorridos. No processo anual de cálculo de proveitos permitidos e definição de tarifas serão feitos todos os esforços para minimizar os efeitos de eventuais divergências.

II/B 2. ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA (DEE)

A ERSE, como referido várias vezes, no exercício das suas funções, atenta ao equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas, 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.

Como tal, e dado o início de um novo período de regulação, a ERSE regista as preocupações e sugestões do CT sobre as fórmulas de regulação utilizadas na actividade de distribuição de energia eléctrica no continente e nas regiões autónomas, as quais serão tidas em conta na melhoria dos modelos regulatórios subjacente à preparação do próximo período de regulação.

II/B 3. ACTIVIDADES DE COMERCIALIZAÇÃO

A ERSE regista, mais uma vez, as preocupações do CT acerca dos resultados operacionais da actividade de comercialização.

Como já referido no ponto I/A, está em curso um estudo comparativo de preços de serviços contratados pela EDP SU, cujos resultados serão devidamente analisados e ponderados na preparação do novo período de regulação 2012-2014.

Além disso, a ERSE está atenta aos mais recentes desenvolvimentos do mercado, nomeadamente, o processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais, no Continente, para consumos em MAT, AT, MT e BTE, os quais devem ser devidamente considerados no cálculo dos parâmetros para o próximo período de regulação.

II/C – MERCADO LIVRE E TARIFAS TRANSITÓRIAS

A ERSE procederá à monitorização do regime transitório de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais contando com a participação dos operadores de rede e dos comercializadores de último recurso como prestadores de informação.

O enquadramento legal para a aprovação das tarifas reguladas de venda a clientes finais pela ERSE encontra-se estabelecido na legislação do sector eléctrico. Em particular, o enquadramento legal para a aprovação das tarifas transitórias, anuais, em 2011, é estabelecido no Decreto-Lei n.º 104/2010. Nos termos deste Decreto-Lei as tarifas transitórias a aprovar pela ERSE são estabelecidas agora para vigorar durante o ano de 2011.

A ERSE considera que os valores definidos para as tarifas transitórias são, em princípio, suficientemente incentivadores para a escolha de comercializador em regime de mercado em 2011. No entanto, reconhecendo-se que esta escolha não depende apenas dos preços das tarifas transitórias, a ERSE procurará complementar a publicação das tarifas transitórias com a divulgação de informação sobre o mercado liberalizado e sobre a extinção das tarifas reguladas para fornecimentos superiores ou iguais a

BTE, disponibilizando, igualmente, ferramentas de comparação de preços no mercado e de apoio à escolha de comercializador.

Ainda assim, no âmbito da monitorização do regime transitório referido e caso tal se venha a revelar conveniente, a ERSE poderá efectuar propostas de alteração caso se afigure necessário para a boa transição dos clientes de MAT, AT, MT e BTE para o mercado livre.

Finalmente, a ERSE salienta que a inclusão de preços agravados nas tarifas transitórias dos comercializadores de último recurso em MAT, AT, MT e BTE, nos termos estabelecidos no Decreto-Lei n.º 104/2010, é efectuada de forma a não distorcer o funcionamento do mercado, revertendo as receitas desses agravamentos para a tarifa de acesso às redes, pagas por todos os consumidores independentemente do seu fornecedor.

II/D – INTERRUPTIBILIDADE

O regime de interruptibilidade foi definido pelo Governo através da Portaria n.º 592/2010. Assim, a definição de qualquer modalidade transitória adicional a este regime está também na esfera de actuação do Governo.

II/F – PREÇOS DOS SERVIÇOS

A ERSE concorda com a abordagem preconizada pelo Conselho Tarifário de proceder a uma análise aprofundada desta matéria com os operadores de redes e os comercializadores de último recurso. Nesse sentido, a ERSE promoveu já a realização de uma reunião de trabalho para analisar os valores dos preços previstos no RRC e no RQS. Será igualmente analisada a possibilidade de proceder a uma convergência progressiva dos preços dos serviços regulados a nível nacional.

O arranque dos trabalhos com os operadores de rede e com os comercializadores de último recurso ainda em Dezembro de 2010 permitirá assegurar que a proposta de preços dos serviços regulados para 2012 já possa integrar os resultados dos trabalhos que se espera sejam concluídos até ao final do 1.º semestre de 2011.

Relativamente à tipologia dos serviços a prestar, na fase actual do mercado eléctrico, a ERSE não antevê a necessidade de alargar a lista dos serviços regulados. Refira-se a este propósito que a regulamentação do sector eléctrico já prevê a possibilidade dos operadores de redes e dos comercializadores de último recurso oferecerem aos seus clientes serviços opcionais, uma vez observadas as regras estabelecidas no RRC (artigo 7.º).

II/G – CUSTOS DECORRENTES DE MEDIDAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, AMBIENTAL OU DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL E DE SUSTENTABILIDADE DOS MERCADOS

A ERSE regista as preocupações e os alertas do CT sobre o crescimento exponencial dos custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG).

A evolução dos CIEG é uma realidade do sistema eléctrico nacional que se tem reflectido nos custos suportados pelos consumidores de energia eléctrica e que cada vez mais assume um papel preponderante como instrumento das políticas energética e ambiental. A ERSE por várias vezes tem vindo a alertar para o impacte da evolução destes custos, apelando à ponderação das decisões no que respeita à introdução e revisão de medidas no âmbito dos CIEG. Desta forma, as diligências para uma maior sensibilização e reflexão do impacte que estas medidas podem causar, estão em linha com as posições da ERSE, que reiteradamente tem manifestado sempre que lhe é solicitado parecer, devendoser endereçadas ao Governo pelos diferentes agentes do sector.

II/H – TARIFA SOCIAL

Na sequência do comentário efectuado pelo CT, com o qual a ERSE concorda, será previsto um período de seis meses no qual coexistirão os dois regimes da tarifa social, desde o início de 2011 até 30 de Junho de 2011. Durante este regime transitório aplicar-se-ão os preços da anterior tarifa social em vigor em 2010.

Adicionalmente, será solicitado que os CUR enviem uma carta aos seus clientes que actualmente usufruem da tarifa social no sentido de os informar que esta se extinguirá a 30 de Junho e que os mesmos poderão desenvolver os procedimentos necessários para aderir ao novo regime, se nele se encontrarem abrangidos.

Estas medidas permitem uma protecção dos clientes que actualmente usufruem da tarifa social, dando-lhes o tempo necessário para efectuarem os procedimentos de adesão ao novo regime da tarifa social, caso reúnam as condições para usufruir do mesmo.

O comentário do CT sobre a harmonização dos escalões de potência contratada em BTN nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira com o Continente será devidamente considerado na elaboração das propostas de alteração dos regulamentos do sector eléctrico, a produzir em 2011.