

**TARIFAS E PREÇOS
PARA A ENERGIA ELÉCTRICA
E OUTROS SERVIÇOS EM 2008**

Dezembro 2007

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	Principais determinantes da variação das tarifas	4
0.1.1	Perspectivas macroeconómicas.....	4
0.1.2	Preço da energia nos mercados grossistas	4
0.1.3	Recuperação dos défices tarifários	6
0.1.4	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	10
0.1.4.1	Diferencial de custo da Produção em Regime Especial	14
0.1.4.2	Custos para a manutenção do equilíbrio contratual.....	15
0.1.4.3	Diferencial de custo do Agente Comercial.....	18
0.1.4.4	Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas.....	19
0.1.5	Crescimento da procura de energia eléctrica	19
0.2	Evolução das tarifas de Venda aos Clientes Finais e das tarifas de Acesso às Redes	20
0.3	Proveitos permitidos	24
0.4	Preços dos serviços regulados.....	25
1	INTRODUÇÃO	27
2	TARIFAS E PREÇOS PUBLICADOS PELA ERSE	29
2.1	Tarifas	29
2.2	Preços de outros serviços	34
2.2.1	Preços previstos no Regulamento de Relações Comerciais	34
2.2.2	Preços previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço.....	34
3	ENQUADRAMENTO ECONÓMICO	37
3.1	Contexto internacional.....	37
3.2	Portugal	39
3.2.1	Crescimento económico.....	39
3.2.2	Inflação	40
3.2.3	Previsões económicas	42
4	PROVEITOS PERMITIDOS PARA CADA ACTIVIDADE	45
4.1	Pressupostos.....	45
4.2	Balanço de energia eléctrica	49
4.2.1	Balanço de energia eléctrica para o Continente	49
4.2.2	Balanço de energia eléctrica para a Região Autónoma dos Açores.....	61

4.2.3	Balanço de energia eléctrica para a Região Autónoma da Madeira.....	62
4.2.4	Consumos e número de consumidores de energia eléctrica em Portugal	63
4.3	Actividades desenvolvidas pela entidade concessionária da RNT	65
4.3.1	Questões comuns a todas as actividades reguladas da entidade concessionária da RNT	65
4.3.2	Questões específicas de cada uma das actividades reguladas da entidade concessionária da RNT	67
4.3.2.1	Actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	67
4.3.2.2	Ajustamentos aos proveitos permitidos da Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica referente a 2006 e ao 1º semestre de 2007.....	75
4.3.2.3	Actividade de Gestão Global do Sistema	81
4.3.2.4	Actividade de Transporte de Energia Eléctrica.....	92
4.4	Actividades desenvolvidas pela entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição.....	103
4.4.1	Questões comuns a todas as actividades da entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição.....	104
4.4.2	Questões específicas de cada actividade da entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição.....	108
4.4.2.1	Actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.....	108
4.4.2.2	Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	114
4.4.2.3	Actividade de Comercialização de Redes	117
4.5	Actividades desenvolvidas pelo comercializador de último recurso.....	127
4.5.1	Questões comuns a todas as actividades do comercializador de último recurso	127
4.5.2	Questões específicas de cada actividade do comercializador de último recurso.....	128
4.5.2.1	Actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	128
4.5.2.2	Actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição.....	137
4.5.2.3	Actividade de Comercialização.....	138
4.6	Proveitos permitidos para 2008 no Continente	147
4.7	Actividades desenvolvidas pela EDA	150
4.7.1	Questões comuns a todas as actividades da EDA	150
4.7.1.1	Informação enviada	150
4.7.1.2	Custos operacionais de exploração e remuneração do activo da EDA	152
4.7.2	Questões específicas de cada uma das actividades reguladas da EDA.....	165
4.7.2.1	Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	165
4.7.2.2	Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	177
4.7.2.3	Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica.....	182
4.7.3	Proveitos permitidos à EDA para 2008	187
4.7.4	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores.....	190
4.8	Actividades desenvolvidas pela EEM.....	192
4.8.1	Questões comuns a todas as actividades da EEM.....	192

4.8.1.1	Informação enviada	192
4.8.1.2	Análise do valor enviado de direitos de passagem.....	194
4.8.1.3	Análise dos custos da EEM e dos valores aceite pela ERSE	195
4.8.2	Questões específicas de cada uma das actividades reguladas da EEM	203
4.8.2.1	Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	203
4.8.2.2	Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	212
4.8.2.3	Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica.....	221
4.8.3	Proveitos Permitidos à EEM para 2008	226
4.8.4	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira.....	230
5	TARIFAS PARA VIGORAR EM 2008.....	233
5.1	Tarifas por actividade da entidade concessionária da RNT	233
5.1.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	233
5.1.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	236
5.2	Tarifas por actividade dos operadores de rede de distribuição.....	239
5.2.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	239
5.2.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	241
5.2.3	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	244
5.2.4	Tarifas de Comercialização de Redes	247
5.3	Tarifas por actividade do Comercializador de último recurso.....	248
5.3.1	Tarifa de Energia.....	248
5.3.2	Tarifas de Comercialização.....	250
5.4	Tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental.....	250
5.4.1	Aditividade tarifária.....	251
5.4.2	Fornecimentos de Iluminação Pública no Continente.....	253
5.4.3	Tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso para vigorar em 2008.....	257
5.5	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	263
5.5.1	Convergência e Aditividade tarifária	264
5.5.2	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA para vigorar em 2008	267
5.6	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.....	274
5.6.1	Convergência e Aditividade tarifária	275
5.6.2	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM para vigorar em 2008.....	279
5.7	Tarifas de Acesso às Redes	288
6	PARÂMETROS PARA A DEFINIÇÃO DAS TARIFAS	293
6.1	Parâmetros a vigorar em 2008.....	293
6.2	Valores a facturar pela REN à EDP Serviço Universal	295

6.3	Valores mensais a transferir pela REN	295
6.3.1	Custos com a convergência tarifária	295
6.4	Valores mensais a transferir pela EDP Distribuição à EDP Serviço Universal	297
6.5	Ajustamentos tarifários de 2006 e 2007	298
6.6	Factores de ajustamento para perdas nas redes	301
6.6.1	Factores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental	301
6.6.2	Factores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores	302
6.6.3	Factores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira	303
6.7	Períodos horários	304
6.8	Parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço	307
6.8.1	Enquadramento regulamentar	307
6.8.2	Definição dos parâmetros em vigor em 2003 -2005 e em 2006	309
6.8.3	Valor do incentivo à melhoria da qualidade de serviço de 2003 a 2006	311
6.8.4	Definição dos parâmetros para 2007-2008	311
6.8.5	Parâmetros para o incentivo à melhoria da qualidade de serviço em 2007 e 2008	316
6.9	Parâmetros do incentivo à redução de perdas na rede de distribuição	316
6.9.1	Perdas de referência para o período regulatório 2006-2008	316
6.9.2	Evolução das perdas nas redes referidas à emissão	317
6.9.3	Valorização das perdas	318
7	PREÇOS DE SERVIÇOS REGULADOS	319
7.1	Preços previstos no Regulamento de Relações Comerciais	319
7.1.1	Enquadramento Regulamentar	319
7.1.2	Propostas das Empresas	321
7.1.2.1	Preços de leitura extraordinária	321
7.1.2.2	Quantia mínima a pagar em caso de mora	325
7.1.2.3	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica	326
7.1.3	Valores a vigorar em 2008	334
7.1.3.1	Preços de leitura extraordinária	334
7.1.3.2	Quantia mínima a pagar em caso de mora	337
7.1.3.3	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica	338
7.2	Preços previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço	343
7.2.1	Enquadramento regulamentar	343
7.2.2	Proposta das empresas	347
7.2.2.1	Verificação da qualidade da onda de tensão	347
7.2.2.2	Visita às instalações de clientes	352

7.2.2.3	Artigo 35.º - Avarias na alimentação individual dos clientes	354
7.2.3	Valores a vigorar em 2008	355
7.2.3.1	Monitorização da onda tensão	355
7.2.3.2	Visita instalação do cliente - (artigo 34.º do RQS)	358
7.2.3.3	Avarias na alimentação individual do cliente (no artigo 35.º do RQS)	360
8	ANÁLISE DO IMPACTE DAS DECISÕES PROPOSTAS	363
8.1	Impacte no preço médio das tarifas por actividade	363
8.1.1	Evolução do preço médio das tarifas por actividade entre 2007 e 2008	363
8.1.2	Evolução das tarifas por actividade entre 1999 e 2007	371
8.2	Impacte no preço médio das tarifas de acesso às redes	376
8.2.1	Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2008	380
8.2.2	Evolução das tarifas de Acesso às Redes entre 1999 e 2008	384
8.3	Impacte no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso	387
8.3.1	Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso entre 2007 e 2008	387
8.3.2	Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2008	395
8.3.3	Evolução das Tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso entre 1990 e 2008	398
8.4	Impacte no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	401
8.4.1	Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA entre 2007 e 2008	401
8.4.2	Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA entre 1990 e 2008	406
8.5	Impacte no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	409
8.5.1	Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM entre 2007 e 2008	409
8.5.2	Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM entre 1990 e 2008	414
8.6	Análise da Convergência Tarifária	416
8.7	Custos de interesse económico geral em 2008	420
	ANEXOS	425
	ANEXO I SIGLAS	427
	ANEXO II DOCUMENTOS COMPLEMENTARES	433
	ANEXO III PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2008”	437

ANEXO IV COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2008”	467
--	------------

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 0-1 - Evolução dos custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas desde 1999.....	13
Figura 3-1 - Evolução do PIB, em termos reais	38
Figura 3-2 - Convergência Real (EU-15=100)	40
Figura 3-3 - Evolução do Índice de Preços no Consumidor (taxa de variação média anual).....	40
Figura 3-4 - Evolução do Índice Harmonizado de Preços no Consumidor (taxa de variação anual)	41
Figura 3-5 - Evolução do deflator do PIB e do deflator do Consumo Privado (taxa de variação anual).....	42
Figura 4-1 - Número acumulado de clientes no mercado liberalizado.....	55
Figura 4-2 - Consumo anual no mercado liberalizado e respectivo peso no consumo total	55
Figura 4-3 - Número de saídas do mercado liberalizado por nível de tensão	56
Figura 4-4 - Repartição do número de clientes no mercado liberalizado e respectivo consumo anual por nível de tensão	57
Figura 4-5 - Evolução da estrutura de fornecimentos no mercado liberalizado por nível de tensão.....	58
Figura 4-6 - Evolução do peso relativo do mercado liberalizado no consumo total.....	58
Figura 4-7 - Custos com pessoal e fornecimentos e serviços externos	67
Figura 4-8 - Evolução do custo unitário do carvão ocorrido e previsto	71
Figura 4-9 - Evolução do preço do petróleo	71
Figura 4-10 - Evolução da taxa de câmbio EUR/USD	72
Figura 4-11 – Factor de utilização da Turbogás e da Tejo Energia.....	73
Figura 4-12 - Investimento a custos técnicos na actividade de Gestão Global do Sistema entre 2002 e 2008.....	82
Figura 4-13 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Gestão Global do Sistema (preços correntes)	89
Figura 4-14 - Investimento a custos técnicos na actividade de Transporte de Energia Eléctrica	93
Figura 4-15 - Evolução do investimento a custos técnicos na rede de transporte de energia eléctrica da REN.....	96
Figura 4-16 - Custos controláveis da actividade de Transporte de Energia Eléctrica	98
Figura 4-17 - Conservação e reparação	99
Figura 4-18 - Trabalhos especializados	99
Figura 4-19 - Outros fornecimentos e serviços externos	100
Figura 4-20 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica (preços correntes).....	102
Figura 4-21 - Base de custos controláveis	114
Figura 4-22 - Decomposição dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão (preços correntes).....	115
Figura 4-23 - Custos regulados e remuneração dos activos da actividade de Comercialização de Redes	123
Figura 4-24 - Decomposição dos proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Redes, por nível de tensão (preços correntes)	125

Figura 4-25 - Desagregação do nível de proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Redes (preços correntes).....	126
Figura 4-26 - Energia eléctrica para abastecimento dos clientes do comercializador de último recurso por origem (em percentagem).....	129
Figura 4-27 - Movimento da conta de Ajustamentos de dívidas a receber - Dívidas de clientes.....	140
Figura 4-28 - Custos totais regulados na actividade de Comercialização	141
Figura 4-29 - Custos totais regulados por cliente na actividade de Comercialização (preços constantes de 2007).....	142
Figura 4-30 - Decomposição dos proveitos permitidos na actividade de Comercialização, por nível de tensão (preços correntes)	145
Figura 4-31 - Decomposição do nível de proveitos permitidos na actividade de Comercialização, por nível de tensão (preços correntes)	146
Figura 4-32 - Investimento a custos técnicos na EDA, por actividade.....	156
Figura 4-33 - Investimentos a custos técnicos na EDA, por rubrica (preços correntes).....	156
Figura 4-34 - Evolução do investimento a custos técnicos nas redes de energia eléctrica na Região Autónoma dos Açores, de AT e MT.....	159
Figura 4-35 - Evolução do investimento a custos técnicos nas redes de energia eléctrica na Região Autónoma dos Açores, de BT	159
Figura 4-36 - Custos de exploração da EDA por unidade fornecida	165
Figura 4-37- Custo unitário do gasóleo consumido para produção de energia eléctrica ocorrido e previsto pela EDA e pela EEM	168
Figura 4-38 - Custos de exploração por unidade produzida na AGS	175
Figura 4-39 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da EDA.....	177
Figura 4-40 - Custos unitário de exploração por unidade distribuída na EDA.....	180
Figura 4-41 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EDA.....	182
Figura 4-42 - Custos unitário de exploração por unidade fornecida na EDA.....	185
Figura 4-43 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EDA.....	187
Figura 4-44 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EDA de 2003 a 2008	191
Figura 4-45 - Custos de exploração da EEM por unidade fornecida (57%)	200
Figura 4-46 - Evolução do custo do fuelóleo na Madeira e em Portugal continental, base 100, em 2000.....	209
Figura 4-47 - Custos de exploração por unidade produzida na AGS (57%).....	210
Figura 4-48 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da EEM.....	212
Figura 4-49 - Evolução do orçamento do investimento a custos técnicos nas redes de energia eléctrica na Região Autónoma da Madeira, de AT e MT	216
Figura 4-50 - Evolução do orçamento do investimento a custos técnicos nas redes de energia eléctrica na Região Autónoma da Madeira, de BT	216
Figura 4-51 - Distribuição geográfica do investimento previsto nas redes de energia eléctrica, para 2007 e 2008, na Região Autónoma da Madeira	218
Figura 4-52 - Custos de exploração por unidade fornecida da DEE	219

Figura 4-53 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EEM	221
Figura 4-54 - Custos de exploração por unidade fornecida da CEE	224
Figura 4-55 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EEM	226
Figura 4-56 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EEM	231
Figura 5-1 - Preço médio dos fornecimentos de Iluminação Pública aplicando diferentes opções tarifárias.....	254
Figura 5-2 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2008 da RAA	265
Figura 5-3 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2008 da RAM	276
Figura 6-1 - Incentivo à melhoria da Qualidade de Serviço	307
Figura 6-2 - Valores de TIEPI em Portugal e Espanha.....	315
Figura 6-3 - Evolução das perdas verificadas na rede de distribuição no referencial da saída, e perdas de referência para o período regulatório de 2006-2008	317
Figura 8-1 - Preço médio da tarifa de Energia 2008/2007	364
Figura 8-2 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema 2008/2007	365
Figura 8-3 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT 2008/2007	365
Figura 8-4 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT 2008/2007	366
Figura 8-5 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT 2008/2007.....	367
Figura 8-6 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT 2008/2007	367
Figura 8-7 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT 2008/2007.....	368
Figura 8-8 - Preço médio da tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT 2008/2007....	368
Figura 8-9 - Preço médio da tarifa de Comercialização de Redes em BTE 2008/2007	369
Figura 8-10 - Preço médio da tarifa de Comercialização de Redes em BTN 2008/2007	369
Figura 8-11 - Preço médio da tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT 2008/2007	370
Figura 8-12 - Preço médio da tarifa de Comercialização em BTE 2008/2007.....	370
Figura 8-13 - Preço médio da tarifa de Comercialização em BTN 2008/2007	371
Figura 8-14 - Evolução das tarifas por actividade (preços constantes de 2007)	374
Figura 8-15 - Evolução das tarifas por actividade em índice (preços constantes de 2007)	375
Figura 8-16 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes	377
Figura 8-17 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes em MAT	378
Figura 8-18 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes em AT	378
Figura 8-19 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes MT	379
Figura 8-20 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes BTE	379
Figura 8-21 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes BTN	380
Figura 8-22 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2008, decomposto por actividade .	381
Figura 8-23 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2008	382
Figura 8-24 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2008 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico Geral	383

Figura 8-25 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2008 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico Geral.....	383
Figura 8-26 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços correntes).....	385
Figura 8-27 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços constantes de 2007)	386
Figura 8-28 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso.....	388
Figura 8-29 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em MAT, AT e MT	389
Figura 8-30 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BT	391
Figura 8-31 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em MAT	392
Figura 8-32 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em AT	392
Figura 8-33 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em MT.....	393
Figura 8-34 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTE.....	393
Figura 8-35 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTN (> 20,7 kVA)	394
Figura 8-36 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTN (\leq 20,7 kVA)	394
Figura 8-37 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em IP	395
Figura 8-38 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2008.....	396
Figura 8-39 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2008.....	397
Figura 8-40 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2008, decomposto nas parcelas Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Geral	397
Figura 8-41 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2008, decomposto nas parcelas Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Geral.....	398
Figura 8-42 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços correntes)	399
Figura 8-43 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços constantes de 2007).....	400
Figura 8-44 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAA	402
Figura 8-45 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em MT na RAA	403
Figura 8-46 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BT na RAA.....	403
Figura 8-47 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTE na RAA	404
Figura 8-48 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (> 17,25 kVA) na RAA	405

Figura 8-49 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN s/ IP ($\leq 17,25$ kVA) na RAA	405
Figura 8-50 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em IP na RAA	406
Figura 8-51 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços correntes)	407
Figura 8-52 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços constantes de 2007)	408
Figura 8-53 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAM	411
Figura 8-54 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em MT na RAM	411
Figura 8-55 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BT na RAM	412
Figura 8-56 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTE na RAM	412
Figura 8-57 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN ($> 20,7$ kVA) na RAM	413
Figura 8-58 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN s/ IP ($\leq 20,7$ kVA) na RAM	413
Figura 8-59 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em IP na RAM	414
Figura 8-60 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM por nível de tensão (preços correntes)	415
Figura 8-61 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM por nível de tensão (preços constantes de 2007)	416
Figura 8-62 - Preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da RAA e da RAM, em 2007 e 2008	417
Figura 8-63 - Preços médios por tipo de fornecimento da RAA e preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental corrigidos da respectiva estrutura de consumos	418
Figura 8-64 - Preços médios por tipo de fornecimento da RAM e preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental corrigidos da respectiva estrutura de consumos	418
Figura 8-65 - Preços médios na RAA e na RAM por tipo de fornecimento em 2008, em percentagem dos preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, corrigidos da estrutura de consumos	420
Figura 8-66 - Evolução dos custos de interesse económico geral de 2007 para 2008	423

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 0-1 - Pressupostos	4
Quadro 0-2 - Custos da aquisição da energia entre Julho e Setembro de 2007	5
Quadro 0-3 - Custos de aquisição de combustíveis	6
Quadro 0-4 - Défices tarifário detidos pela REN no final de 2007	7
Quadro 0-5 - Défices tarifários detidos pela EDP Serviço Universal no final de 2007	8
Quadro 0-6 - Défices tarifários devidos ao Banco Comercial Português, S.A. e à Caixa Geral de Depósitos, S.A. no final de 2007 cedidos pela EDA	9
Quadro 0-7 - Défices tarifários detidos pela EEM no final de 2007	9
Quadro 0-8 - Escalonamento da recuperação dos défices tarifários no final de 2008	10
Quadro 0-9 - Custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2008	12
Quadro 0-10 - Preço médio dos custos de interesse económico geral em 2008	14
Quadro 0-11 - Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica à Produção em Regime Especial em 2008	15
Quadro 0-12 - Proveitos permitidos incluídos na tarifa UGS e incorporados nas tarifas de 2008	17
Quadro 0-13 - Diferencial de custo dos CAE não cessados	18
Quadro 0-14 - Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 2008	19
Quadro 0-15 - Indicadores energéticos	20
Quadro 0-16 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2007 para 2008 em Portugal continental	21
Quadro 0-17 - Variação das tarifas de Acesso às Redes de 2007 para 2008 em Portugal continental	21
Quadro 0-18 - Variação das tarifas por actividade de 2007 para 2008 em Portugal continental	22
Quadro 0-19 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2007 para 2008 da Região Autónoma dos Açores	22
Quadro 0-20 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2007 para 2008 da Região Autónoma da Madeira	23
Quadro 0-21 - Convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM face às tarifas de Portugal continental em 2008	23
Quadro 0-22 - Impacte do mecanismo de convergência tarifária nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM e de Portugal continental	24
Quadro 0-23 - Proveitos permitidos em Portugal, em 2008	24
Quadro 2-1 - Tarifas Reguladas	30
Quadro 3-1 - Previsões económicas para 2007 e 2008	43
Quadro 4-1 - Previsões para o deflator do PIB	46
Quadro 4-2 - Previsões das empresas para o deflator do PIB	46
Quadro 4-3 - Previsões para o Índice de Preços Implícitos no Consumo Privado	47
Quadro 4-4 - Previsões para taxa de câmbio do Euro face ao Dólar	48
Quadro 4-5 - Previsões da REN para a taxa de câmbio do Euro face ao Dólar	48

Quadro 4-6 - Previsões da emissão para a rede pública em Portugal continental para 2007 e 2008.....	50
Quadro 4-7 - Previsões da procura de electricidade na rede pública em Portugal continental para 2007 e 2008.....	51
Quadro 4-8 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura.....	51
Quadro 4-9 - Evolução da procura de electricidade na rede pública em Portugal continental – Valores 1996 - 2006	52
Quadro 4-10 - Estimativa de número de clientes no mercado liberalizado e respectivo consumo em 2008.....	60
Quadro 4-11 - Balanço de energia eléctrica da EDA	61
Quadro 4-12 - Balanço de energia eléctrica da EEM.....	62
Quadro 4-13 - Consumos e consumidores de energia eléctrica em Portugal	64
Quadro 4-14 Custos líquidos da compra e venda de energia eléctrica	68
Quadro 4-15 – Pressupostos do cenário REN para a Tejo Energia	68
Quadro 4-16 – Pressupostos do cenário REN para a Turbogás	69
Quadro 4-17 – Encargo de potência	70
Quadro 4-18 – Principais Variáveis monetárias subjacentes às previsões da REN.....	70
Quadro 4-19 – Sobrecusto Turbogás considerado para efeitos de tarifas	74
Quadro 4-20 – Sobrecusto global	74
Quadro 4-21 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial.....	75
Quadro 4-22 - Ajustamentos a facturar pelo agente comercial ao comercializador de último recurso.....	76
Quadro 4-23 - Cálculo do ajustamento provisório da componente fixa dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica no 1º semestre de 2007	77
Quadro 4-24 - Cálculo do ajustamento provisório da componente variável dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica no 1º semestre de 2007 ...	78
Quadro 4-25 - Cálculo do ajustamento da componente fixa dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica em 2006	79
Quadro 4-26 - Ajustamento da componente variável relativo a 2006 na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica	80
Quadro 4-27 - Custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas.....	83
Quadro 4-28 - Custos com a convergência tarifária das RAS referente a 2006 e 2007	84
Quadro 4-29 - Transferências da REN para os cessionários dos custos com a convergência tarifária da RAA	85
Quadro 4-30 - Metodologia de cálculo do remanescente da remuneração dos terrenos de 1999 a 2003.....	86
Quadro 4-31 - Défice tarifário da REN a 31 de Dezembro de 2007	87
Quadro 4-32 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Gestão Global do Sistema	88
Quadro 4-33 - Indicadores da actividade de Transporte de Energia Eléctrica	92
Quadro 4-34- Evolução do investimento a custos técnicos na rede de transporte de energia eléctrica da REN.....	95

Quadro 4-35 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica	101
Quadro 4-36 - Custos do PAR considerados nos proveitos permitidos de 2007	106
Quadro 4-37 - Produção em Regime Especial	109
Quadro 4-38 - Défice tarifário de BT afecto ao comercializador de último recurso	110
Quadro 4-39 - Proveitos permitidos incluídos na tarifa UGS e incorporados nas tarifas de 2008	112
Quadro 4-40 - Proveitos permitidos na actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	113
Quadro 4-41 - Proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	116
Quadro 4-42 - Equipamento de telecontagem e tecnologia utilizada - final do primeiro trimestre de 2007	118
Quadro 4-43 - Investimentos e custos em telecontagem previstos pela EDP Distribuição	119
Quadro 4-44 - Equipamento a instalar	119
Quadro 4-45 - Evolução do investimento associado à plataforma de mudança de comercializador	120
Quadro 4-46 - Evolução dos custos de manutenção associados à plataforma de mudança de comercializador	121
Quadro 4-47 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Redes	124
Quadro 4-48 - Aquisições de energia eléctrica	129
Quadro 4-49 - Custo médio unitário de aquisição de energia eléctrica à PRE em 2006	131
Quadro 4-50 - Custo de aquisição de energia eléctrica à PRE	131
Quadro 4-51 - Cenário de evolução de energia eólica	132
Quadro 4-52 - Custos da aquisição da energia entre Julho e Setembro de 2007	134
Quadro 4-53 - Custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	136
Quadro 4-54 - Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição	137
Quadro 4-55 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos na actividade de Comercialização	144
Quadro 4-56 - Proveitos permitidos em 2008, por actividade, no Continente	147
Quadro 4-57 - Proveitos permitidos em 2008 no Continente	148
Quadro 4-58 - Resumo do impacte das decisões ERSE, no cálculo dos proveitos permitidos para 2008	149
Quadro 4-59 - Custos regulados e remuneração do activo das actividades reguladas da EDA	154
Quadro 4-60 - Evolução do investimento a custos técnicos nas redes de energia eléctrica na Região Autónoma dos Açores	158
Quadro 4-61 - Custos com o pessoal	161
Quadro 4-62 - Custos com pessoal aceites para tarifas 2008	163
Quadro 4-63 - Custos de exploração aceites pela ERSE	164
Quadro 4-64 - Proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema de 2005 a 2008	166
Quadro 4-65 - Custos unitários variáveis da energia eléctrica emitida pelas centrais térmicas da EDA	167

Quadro 4-66- Custo unitário da energia eléctrica adquirida aos produtores do sistema independente.....	167
Quadro 4-67 - Custo unitário do gasóleo	169
Quadro 4-68 - Custo unitário do fuelóleo	169
Quadro 4-69 - Determinação do custo unitário aceite com fuelóleo para consumo da EDA	172
Quadro 4-70 - Custo com fuelóleo previsto pela EDA para 2008 e aceite para tarifas	173
Quadro 4-71 - Custos da produção de energia eléctrica adquirida	173
Quadro 4-72 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da EDA.....	176
Quadro 4-73 - Proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica de 2005 a 2008.....	178
Quadro 4-74 - Indicadores da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EDA	179
Quadro 4-75 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EDA.....	181
Quadro 4-76 - Proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica de 2005 a 2008.....	183
Quadro 4-77 - Indicadores da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EDA	184
Quadro 4-78 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EDA.....	186
Quadro 4-79 - Proveitos permitidos à EDA para 2008.....	187
Quadro 4-80 - Proveitos permitidos à EDA, para 2008, excluindo ajustamentos.....	188
Quadro 4-81 - Impacte das decisões da ERSE nos proveitos permitidos da EDA.....	189
Quadro 4-82 - Custo com a convergência tarifária da RAA.....	190
Quadro 4-83 - Custos de exploração controláveis da EEM	195
Quadro 4-84 - Desagregação da rubrica custos com pessoal.....	197
Quadro 4-85 - Custos com pessoal aceites pela ERSE	198
Quadro 4-86 - Trabalhos para a Própria Empresa.....	199
Quadro 4-87 - Custos de exploração controláveis aceites pela ERSE.....	199
Quadro 4-88 - Proveitos permitidos da EEM.....	202
Quadro 4-89 - Proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema de 2005 a 2008	204
Quadro 4-90 - Custos unitários variáveis da energia eléctrica emitida pelas centrais da EEM	205
Quadro 4-91 - Evolução do custo unitário variável da energia eléctrica emitida pelas centrais térmicas da EEM.....	206
Quadro 4-92 - Evolução do custo unitário da energia eléctrica adquirida pela EEM por tecnologia..	207
Quadro 4-93 - Custo unitário de aquisição do fuelóleo	208
Quadro 4-94 - Custo unitário do gasóleo	209
Quadro 4-95 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da EEM	211
Quadro 4-96 - Proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica de 2005 a 2008.....	213
Quadro 4-97 - Indicadores da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EEM.....	214

Quadro 4-98 - Evolução do orçamento do investimento a custos técnicos nas redes de energia eléctrica na Região Autónoma da Madeira	215
Quadro 4-99 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EEM	220
Quadro 4-100 - Proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica de 2005 a 2008.....	222
Quadro 4-101 - Indicadores da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EEM	223
Quadro 4-102 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EEM	225
Quadro 4-103 - Proveitos permitidos da EEM (75%).....	226
Quadro 4-104 - Proveitos permitidos da EEM, excluindo o ajustamento de $t-2$	227
Quadro 4-105 - Impacte das decisões da ERSE nos proveitos permitidos da EEM	229
Quadro 4-106 - Custo com a convergência tarifária na RAM	230
Quadro 4-107 - Custo com a convergência tarifária na RAM referente a 2006 e 2007	232
Quadro 5-1 - 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	235
Quadro 5-2 - 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	235
Quadro 5-3 - 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.....	235
Quadro 5-4 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT	236
Quadro 5-5 - Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.....	236
Quadro 5-6 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Transporte em 2008	237
Quadro 5-7 - 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	238
Quadro 5-8 - 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	238
Quadro 5-9 - Preços da parcela I (custos de gestão de sistema) da tarifa de Uso Global do Sistema.....	240
Quadro 5-10 - Preços da parcela II (custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral) da tarifa de Uso Global do Sistema	240
Quadro 5-11 - Preços da parcela III (custos com o mecanismo de garantia de potência) da tarifa de Uso Global do Sistema.....	241
Quadro 5-12 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema.....	241
Quadro 5-13 - Preços da tarifa Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias.....	241
Quadro 5-14 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT	243
Quadro 5-15 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT	243

Quadro 5-16 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	244
Quadro 5-17 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em 2008.....	244
Quadro 5-18 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT	245
Quadro 5-19 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT	245
Quadro 5-20 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT	246
Quadro 5-21 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	246
Quadro 5-22 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	247
Quadro 5-23 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT	247
Quadro 5-24 - Preços da tarifa de Comercialização de Redes.....	248
Quadro 5-25 - Custos marginais de energia	249
Quadro 5-26 - Preços da tarifa de Energia	249
Quadro 5-27 - Preços da tarifa de Energia nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	250
Quadro 5-28 - Preços da tarifa de Comercialização	250
Quadro 5-29 - Variações médias por opção tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2007 para 2008	251
Quadro 5-30 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em MAT, AT e MT de 2007 para 2008.....	252
Quadro 5-31 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTE de 2007 para 2008	252
Quadro 5-32 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTN > 20,7 kVA de 2007 para 2008	252
Quadro 5-33 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTN <= 20,7 kVA de 2007 para 2008	253
Quadro 5-34 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorar em 2008	257
Quadro 5-35 - Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores	263
Quadro 5-36 - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	264
Quadro 5-37 - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores a recuperar na tarifa UGS.....	264
Quadro 5-38 - Variações médias nas opções tarifárias na RAA de 2007 para 2008	266
Quadro 5-39 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de MT de 2007 para 2008 na RAA	266
Quadro 5-40 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTE de 2007 para 2008 na RAA	266
Quadro 5-41 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada superior a 17,25 kVA de 2007 para 2008 na RAA.....	267
Quadro 5-42 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada até 17,25 kVA de 2007 para 2008 na RAA.....	267
Quadro 5-43 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorar em 2008	268

Quadro 5-44 - Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira	274
Quadro 5-45 - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.....	275
Quadro 5-46 - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira a recuperar na tarifa UGS.....	275
Quadro 5-47 - Variações médias nas opções tarifárias na RAM de 2007 para 2008.....	277
Quadro 5-48 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de AT e MT de 2006 para 2007 na RAM.....	277
Quadro 5-49 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTE de 2006 para 2007 na RAM.....	278
Quadro 5-50 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA de 2006 para 2007 na RAM	278
Quadro 5-51 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada até 20,7 kVA de 2006 para 2007 na RAM	279
Quadro 5-52 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorar em 2008.....	280
Quadro 5-53 - Preços das tarifas de Acesso às Redes para vigorar em 2008.....	289
Quadro 6-1 - Valor a facturar pela REN à EDP Serviço Universal	295
Quadro 6-2 - Transferências da REN para a EDA.....	296
Quadro 6-3 - Transferências da REN para a Caixa Geral de Depósitos e para o Banco Comercial Português	296
Quadro 6-4 - Transferências da REN para a EEM	297
Quadro 6-5 - Transferências da EDP Distribuição para a EDP Serviço Universal	298
Quadro 6-6 - Valor dos ajustamentos de 2006 e 2007 incluídos nos proveitos permitidos de 2008 da REN	298
Quadro 6-7 - Valor dos ajustamentos de 2006 incluídos nos proveitos permitidos de 2008 da EDP Distribuição.....	299
Quadro 6-8 - Valor dos ajustamentos de 2006 e 2007 incluídos nos proveitos permitidos de 2008 da EDP Serviço Universal	299
Quadro 6-9 - Valor dos ajustamentos de 2006 incluídos nos proveitos permitidos de 2008 da EDA	299
Quadro 6-10 - Valor dos ajustamentos de 2006 incluídos nos proveitos permitidos de 2008 da EEM.....	300
Quadro 6-11 - Factores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental (%)	301
Quadro 6-12 - Factores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores (%).....	302
Quadro 6-13 - Factores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira (%).....	303
Quadro 6-14 - Períodos horários.....	304
Quadro 6-15 - Parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2003-2005 e 2006.....	311
Quadro 6-16 - Evolução do TIEPI entre 2001 - 2005 e o primeiro semestre de 2006	313
Quadro 6-17 - Valores anuais de TIEPI em Espanha.....	314
Quadro 6-18 - Determinação dos valores de END_{REF} propostos para 2007 e 2008	314
Quadro 6-19 - Parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2007 e 2008.....	316

Quadro 6-20 - Valores de perdas de referência e valores limite do incentivo à redução de perdas na rede de distribuição	317
Quadro 7-1 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EDP Distribuição	322
Quadro 7-2 - Valores das tarefas a realizar por empreiteiros da EDP Distribuição em 2008	323
Quadro 7-3 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EDA	324
Quadro 7-4 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EEM.....	325
Quadro 7-5 - Quantia mínima a pagar em caso de mora – Proposta EDP Serviço Universal e EEM.....	325
Quadro 7-6 - Facturação de quantias mínimas pela EDP Serviço Universal	326
Quadro 7-7 - Quantia mínima a pagar em caso de mora – Proposta EDA	326
Quadro 7-8 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica – clientes em MAT	327
Quadro 7-9 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica - Proposta EDP Distribuição	328
Quadro 7-10 - Valores das tarefas associadas aos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica	330
Quadro 7-11 - Número de ordens de serviço relativas a interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica	332
Quadro 7-12 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica - Proposta EDA	333
Quadro 7-13 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica - Proposta EEM.....	334
Quadro 7-14 - Preços de leitura extraordinária em Portugal continental para 2008	335
Quadro 7-15 - Preços de leitura extraordinária na RAA para 2008	336
Quadro 7-16 - Preços de leitura extraordinária na RAM para 2008	337
Quadro 7-17 - Valor da quantia mínima a pagar em caso de mora para 2008 em Portugal continental, na RAA e na RAM.....	338
Quadro 7-18 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental para 2008	339
Quadro 7-19 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA para 2008	342
Quadro 7-20 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAM para 2008.....	343
Quadro 7-21 - Valor das compensações (qualidade comercial - Portugal continental).....	346
Quadro 7-22 - Valor das compensações (qualidade comercial - Regiões Autónomas)	346
Quadro 7-23 - Estimativa dos custos das acções de monitorização em MAT, AT e MT para 2008 ..	348
Quadro 7-24 - Variação dos custos unitários na monitorização em MAT, AT e MT	349
Quadro 7-25 - Estimativa dos custos das acções de monitorização em BT para 2008	349
Quadro 7-26 - Variação dos custos unitários na monitorização em BT	350
Quadro 7-27 - Valores limite propostos pela EDP Distribuição (monitorização da qualidade da onda de tensão).....	351
Quadro 7-28 - Comparação dos valores limite em vigor com os propostos para 2007.....	351
Quadro 7-29 - Valor limite previsto no artigo 7.º do RQS – Proposta da EDA	352
Quadro 7-30 - Valor limite previsto no artigo 7.º do RQS – Proposta da EEM.....	352

Quadro 7-31 - Quantia prevista no artigo 34.º do RQS – Proposta da EDA	353
Quadro 7-32 - Quantia prevista no artigo 34.º do RQS – Proposta da EEM	353
Quadro 7-33 - Quantia prevista no artigo 35.º do RQS – Proposta da EDA	354
Quadro 7-34 - Quantia prevista no artigo 35.º do RQS – Proposta da EEM	355
Quadro 7-35 - Valores limite previstos no artigo 46.º do RQS para 2008 em Portugal continental (monitorização da onda de tensão).....	356
Quadro 7-36 - Valores limite previstos no artigo 7.º do RQS para 2007, na RAA (monitorização da onda de tensão)	357
Quadro 7-37 - Valores limite previstos no artigo 7.º do RQS para 2007, na RAM (monitorização da onda de tensão)	358
Quadro 7-38 - Preço previsto no artigo 34.º do RQS para 2008 (visita à instalação do cliente).....	359
Quadro 7-39 - Preço previsto no artigo 34.º do RQS para 2008 (visita à instalação do cliente).....	360
Quadro 7-40 - Valores da quantia prevista no artigo 35.º do RQS para 2008 (avarias na alimentação individual dos clientes).....	361
Quadro 7-41 - Valores da quantia prevista no artigo 35.º do RQS para 2008 (avarias na alimentação individual dos clientes).....	362
Quadro 8-1 - Evolução das tarifas por actividade	372
Quadro 8-2 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes	377
Quadro 8-3 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes, por nível de tensão.....	386
Quadro 8-4 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso	388
Quadro 8-5 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em MAT, AT e MT	389
Quadro 8-6 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BT	390
Quadro 8-7 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão.....	401
Quadro 8-8 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAA.....	402
Quadro 8-9 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, por nível de tensão	409
Quadro 8-10 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAM	410
Quadro 8-11 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, por nível de tensão	416
Quadro 8-12 - Preços médios na RAA e na RAM por tipo de fornecimento em 2008, em percentagem dos preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, corrigidos da estrutura de consumos	419
Quadro 8-13 - Custos de interesse económico geral.....	422
Quadro 8-14 - Preço médio por nível de tensão decorrente dos custos de interesse económico geral.....	424

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

Nos termos do Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março, que estendeu às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira a regulação das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica, pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), são estabelecidos tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços para o Continente e para as Regiões Autónomas.

O presente documento “Tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços em 2008” fundamenta as tarifas e preços aprovadas para vigorarem durante o ano de 2008. Este documento é integrado pelos seguintes anexos: “Ajustamentos referentes a 2006 e 2007, a repercutir nas tarifas de 2008”; “Análise do desempenho e das previsões das empresas reguladas”; “Caracterização da procura de energia eléctrica em 2008”; e “Estrutura tarifária em 2008”.

A aprovação das tarifas e preços foi, de acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário, precedida de proposta submetida à apreciação do Conselho Tarifário, da Autoridade da Concorrência e dos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira. Esta proposta foi complementada por um conjunto de outros documentos que lhe serviram de base e de enquadramento e que dela fazem parte integrante. As tarifas ora aprovadas têm em consideração o parecer do Conselho Tarifário, que se torna público. O parecer do Conselho Tarifário e a resposta da ERSE são apresentados em anexos do presente documento.

O quadro legal do sector eléctrico sofreu uma profunda reestruturação durante o ano de 2006 e mais recentemente em 2007. Procedeu-se à transposição da Directiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho, que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade e aprofundou-se a integração e operacionalização do mercado ibérico da energia eléctrica (MIBEL).

O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, veio estabelecer as bases da organização e do funcionamento do sector eléctrico, remetendo para legislação complementar um conjunto de matérias que concretizam essas bases. O Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, surge como parte dessa legislação complementar, definindo, entre outros, os procedimentos para atribuição da concessão da Rede Nacional de Transporte de Electricidade (RNT) e das concessões de distribuição de electricidade em alta e média tensão e em baixa tensão. O Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro, limita o acréscimo das tarifas reguladas em BTN para 2007 e aprova os mecanismos respeitantes à recuperação dos montantes relativos aos défices tarifários e aos ajustamentos tarifários. Por fim, o Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho, estabelece um conjunto de disposições destinadas a promover o aprofundamento do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), sendo de destacar as que respeitam ao processo de cessação antecipada dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE), à aquisição de energia eléctrica pelo comercializador de último recurso e à revisão, com carácter extraordinário, das tarifas de energia eléctrica pela ERSE nos termos do Regulamento Tarifário.

Com vista a adaptar a regulamentação do sector eléctrico ao novo quadro legal e ao desafio de criação do MIBEL, a ERSE lançou uma revisão regulamentar que se concluiu no mês de Junho de 2007 com a aprovação da revisão dos regulamentos do sector eléctrico, incluindo o Regulamento Tarifário.

Assim, as tarifas para 2008 são determinadas tendo em consideração o disposto no Regulamento Tarifário publicado pelo Despacho n.º 18 993-A/2005, de 31 de Agosto, e alterado pelo Despacho n.º 17 744-A/2007, de 10 de Agosto. 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 anteriormente referida.

As tarifas para 2008 contemplam ainda as seguintes alterações legislativas:

- A Portaria n.º 481/2007, de 19 de Abril, que alterou a Portaria n.º 96/2004, de 23 de Janeiro e determinou a revisão das taxas de remuneração dos terrenos do domínio público hídrico afectos aos centros electroprodutores.
- O Decreto-Lei n.º 199/2007, 18 de Maio, que alterou o Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, que procedeu à definição das condições da cessação dos contratos de aquisição de energia (CAE) e à criação de medidas compensatórias relativamente à posição de cada parte contratante naqueles contratos (CMEC).
- A Portaria n.º 782/2007, de 19 de Julho, que reconheceu a entidade gestora dos mercados diários e intradiário do MIBEL e estabeleceu as regras especiais ou obrigações de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso.
- O Decreto-Lei n.º 226-A/2007, de 31 de Maio, que aprovou o novo regime de utilização dos recursos hídricos. Este diploma estabeleceu regras específicas sobre a regularização da atribuição dos títulos de utilização dos recursos hídricos às empresas titulares dos centros electroprodutores bem como sobre os pagamentos destas a título de transmissão dos direitos de utilização da entidade concessionária da RNT para as empresas titulares dos centros electroprodutores. Parte do valor do equilíbrio económico-financeiro associado aos direitos de utilização do domínio hídrico afecto aos centros hidroeléctricos foi destinado à amortização dos défices tarifários relativos aos anos de 2006 e 2007, cujos mecanismos de recuperação nas tarifas são estabelecidos pelo Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro.
- O Despacho de S. Exa. o Ministro da Economia relativo à amortização dos défices tarifários relativos aos anos de 2006 e 2007.

O Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho, determinou a revisão extraordinária das tarifas de energia eléctrica em 2007, na sequência do início do mercado organizado a 1 de Julho de 2007. Assim, em Agosto de 2007, a ERSE publicou novas tarifas para o período de Setembro a Dezembro de 2007, as quais implementam as principais alterações regulamentares e legislativas até à data. A proposta de

tarifas para 2008 dá continuidade às novas tarifas extraordinárias publicadas para 2007, no que diz respeito à estrutura tarifária, aos custos e às actividades do sector eléctrico.

As principais alterações introduzidas nas tarifas para 2008 são:

- Cessação da actividade de aquisi o de energia eléctrica da Entidade Concessionária da RNT.
- Cria o da nova actividade de compra e venda de energia eléctrica do Agente Comercial, responsável pela gestão dos contratos de aquisi o de energia das centrais da Tejo Energia e da Turbogás.
- Formula o dos custos da actividade de compra e venda de energia eléctrica do comercializador de último recurso em ambiente de mercado que condicionam a tarifa de Energia.
- Introdu o do pagamento dos Custos para a Manuten o do Equilíbrio Contratual (CMEC) no termo de potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema.
- Introdu o do sobrecusto da actividade de compra e venda de energia eléctrica do Agente Comercial na tarifa de Uso Global do Sistema.
- Aceita o de custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira na tarifa de Uso Global do Sistema.
- Aumento do sobrecusto com a produ o em regime especial (PRE) incluído na tarifa de Uso Global do Sistema em resultado da diminui o dos custos de aquisi o de energia eléctrica do comercializador de último recurso e, por consequência, da tarifa de Energia (resultando num aumento do diferencial do custo desta produ o).
- Altera o das taxas de remunera o dos terrenos do domínio público hídrico afectos aos centros electroprodutores.
- Amortiza o de parte dos défices tarifários relativos aos anos de 2006 e 2007, cujos mecanismos de recupera o nas tarifas são estabelecidos pelo Decreto-Lei n.  237-B/2006, de 18 de Dezembro, pela utiliza o de parte do valor do equilíbrio económico-financeiro associado aos direitos de utiliza o do domínio hídrico afecto aos centros hidroeléctricos, previsto no Decreto-Lei n.  226-A/2007, de 31 de Maio.
- Introdu o das rendas na tarifa de Uso Global do Sistema associadas aos défices tarifários remanescentes de (i) limita o de acréscimos em BT e BTN de 2006 e 2007, respectivamente e de (ii) limita o dos custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas de 2006 e 2007, nos termos do Decreto-Lei n.  237-B/2006, de 18 de Dezembro.

Os valores das tarifas para 2008 têm em considera o os valores dos custos e investimentos estimados para 2007 e os previstos para 2008, enviados pelas empresas reguladas do Continente e das Regiões Autónomas, bem como os parâmetros de regula o estabelecidos em 2005 para o período 2006-2008.

Os preços dos serviços regulados têm em consideração os valores actualmente em vigor e os valores propostos pelas empresas para 2008.

Dando resposta à solicitação do Conselho Tarifário, o sumário e restante estrutura do documento foi simplificado. Em particular, neste sumário apresentam-se essencialmente os principais factores determinantes das tarifas para 2008 e as variações tarifárias.

0.1 PRINCIPAIS DETERMINANTES DA VARIAÇÃO DAS TARIFAS

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

0.1.1 PERSPECTIVAS MACROECONÓMICAS

Os principais pressupostos macroeconómicos que serviram de base à elaboração das tarifas e preços para a energia eléctrica e serviços regulados para 2008, são os seguintes:

Quadro 0-1 - Pressupostos

	2008
Deflator do PIB	2,7 %
Índice de preços do Consumo Privado	2,2 %
Taxa de Euribor a 3 meses, no final de Junho de 2007	4,175 %

A justificação para os valores dos pressupostos adoptados são apresentadas no ponto 4.1 do presente documento.

0.1.2 PREÇO DA ENERGIA NOS MERCADOS GROSSISTAS

Na fixação das Tarifas de Venda a Clientes Finais de Setembro a Dezembro de 2007 do comercializador de último recurso (CUR) considerou-se um custo de aprovisionamento de energia de 50 €/MWh.

Este valor está em linha com o Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de Maio, que veio alterar o Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, que estabelece as disposições aplicáveis à cessação antecipada dos CAE. Neste Decreto-Lei os CMEC foram calculados considerando um preço médio de referência de 50 €/MWh.

Até à concretização do MIBEL em Julho de 2007, o preço de mercado em Espanha sofreu muitas oscilações, tendo diminuído significativamente desde 2006, para valores marcadamente abaixo de 50 €/MWh.

Com a concretização do MIBEL, os preços de mercado em Portugal e em Espanha foram substancialmente diferentes, fruto do congestionamento nas interligações que se tem verificado desde então. O mercado espanhol e o mercado português encontram-se em *market splitting*¹, sendo que o mercado português, importador em termos líquidos de Espanha, apresenta preços substancialmente mais elevados do que o espanhol. O Quadro 0-2 ilustra este facto.

Quadro 0-2 - Custos da aquisição da energia entre Julho e Setembro de 2007

	Julho de 2007			Agosto de 2007			Setembro de 2007		
	Espanha	Portugal	Sobrecusto separação de mercados	Espanha	Portugal	Sobrecusto separação de mercados	Espanha	Portugal	Sobrecusto separação de mercados
Média aritmética	38,48	46,81	8,33	35,05	43,66	8,61	35,80	43,56	7,75
Média ponderada	39,63	48,25	8,62	35,99	44,27	8,29	36,76	44,24	7,48

Fonte: OMEL

Ao preço médio ponderado em Portugal dever-se-á acrescentar os preços de desvios e dos serviços de sistema para se obter o custo unitário de aquisição de energia eléctrica. Não obstante, estes factores adicionais, considera-se que o custo unitário de aprovisionamento do CUR se situa, actualmente, abaixo dos 50 €/MWh.

O valor de 50 €/MWh, referenciado pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de Maio, como preço médio de mercado para o cálculo dos CMEC, foi o valor considerado pela ERSE na definição excepcional de tarifas de Setembro a Dezembro de 2007. Tendo em conta a evolução dos preços de energia é de esperar um *superavit* no final do ano de 2007 na componente de custo de aquisição de energia.

Os valores constantes do Quadro 0-6 permitem reforçar esta ideia. Assim, observa-se que os preços futuros em base trimestral definidos nos leilões de capacidade virtual da REN *trading* (entrega física em Portugal) têm sido inferiores à média aritmética implícita no custo de aprovisionamento do comercializador de último recurso de 50 €/MWh. Importa ainda acrescentar que os agentes económicos prevêem para o último trimestre de 2007 valores inferiores a 46 €/MWh, tendo em conta que nem toda a capacidade ofertada foi leiloadada.

¹ Separação de mercados

Quadro 0-6 - Leilões de capacidade virtual

Data do leilão	Quantidade oferecida MW	Quantidade efectivamente leiloadas MW	Preço de exercício €/MWh	Preço de fecho €/MWh	Preço total €/MWh
26 de Junho de 2007	100	100	24	21,10	45,10
21 de Setembro de 2007	140	50	27	19,01	46,01

Fonte: REN

No âmbito das previsões de preço de energia eléctrica consideraram-se os custos de aquisição de combustíveis apresentados no quadro seguinte.

Quadro 0-3 - Custos de aquisição de combustíveis

Preço do Brent	€/bbl	46,5
Custo unitário Setúbal	€/t	223,3
Custo unitário Pego	€/tec	72,6
Custo unitário Tapada do Outeiro	€/10 ³ m ³	273,3

Fonte: REN, Junho de 2007

Assim, considera-se que a expectativa mais consistente para o preço de aprovisionamento da energia do comercializador de último recurso para 2008 é 50 €/MWh, em linha com o definido aquando da cessação dos CAE e entrada em vigor dos CMEC, não existindo neste momento melhor informação disponível que justifique a alteração deste valor.

Por último, considerou-se que a adopção de um conjunto alargado de medidas em 2008 podem contribuir decisivamente para a integração dos dois mercados, com a redução dos custos de congestionamento, beneficiando deste modo claramente os consumidores portugueses, a saber:

- A expansão da capacidade de interligação.
- A realização de mais leilões de capacidade virtual.
- A realização de leilões de capacidade de interligação.
- O surgimento de novas fontes de produção, incluindo a produção de origem renovável.

0.1.3 RECUPERAÇÃO DOS DÉFICES TARIFÁRIOS

Nos quadros seguintes apresentam-se os montantes globais no final de 2007 dos défices tarifários associados aos terrenos do domínio público hídrico dos centros electroprodutores hidroeléctricos, à limitação dos acréscimos tarifários das tarifas de Venda a Clientes Finais a clientes de BT ocorrida em 2006 e 2007 e aos custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira

não integrados na tarifa de Uso Global do Sistema em 2006 e 2007. Estes valores em dívida estão desagregados pelos respectivos detentores dos créditos.

O Quadro 0-4 apresenta os valores dos défices tarifário detidos pela REN no final de 2007.

Quadro 0-4 - Défices tarifário detidos pela REN no final de 2007

Unidade: 10³ EUR

	Saldo final de 2007	Amortização do défice	Saldo inicial de 2008
Terrenos	152 279	-152 279	0
Limitação dos acréscimos tarifários das TVCF em clientes de BT	313 961	-313 961	0
Continente	301 715	-301 715	0
Regiões Autónomas	12 246	-12 246	0
Total do défice tarifário da REN	466 240	-466 240	0

Fonte: ERSE

Conforme se verifica, o valor dos défices tarifários em dívida à REN no final de 2007, no montante de 466 240 milhares de euros, é totalmente amortizado na sequência de uma decisão governamental suportada pelo Despacho do Ministério da Economia e Inovação.

Esta decisão surge com o enquadramento definido pelo Decreto-Lei n.º 226-A/2007, de 31 de Maio, que aprovou o regime de utilização dos recursos hídricos e que estabeleceu regras específicas sobre a regularização da atribuição dos títulos de utilização dos recursos hídricos às empresas titulares de centros electroprodutores.

Para além de outras matérias, este Decreto-Lei estabelece que as empresas a quem já tenha sido atribuída a execução e exploração de centros electroprodutores, mantenham os direitos e obrigações assumidos.

Finalmente, este Decreto-Lei sujeitou a transmissão dos direitos de utilização do domínio hídrico da entidade concessionária da RNT para as empresas titulares dos centros electroprodutores ao pagamento de um equilíbrio económico-financeiro cujo valor total, de acordo com o comunicado divulgado ao mercado em 15 de Junho pela EDP, foi fixado pelo Governo em 759 milhões de euros.

Desse valor total, o Governo decidiu agora afectar cerca de 466 milhões de euros à amortização dos défices tarifários da REN, anulando-os na íntegra.

Desde já, pode-se apontar os seguintes efeitos positivos decorrentes desta decisão:

- Reduz os custos de acesso, contribuindo assim para a dinamização do mercado;
- Na sequência da decisão do Governo de impor um limite sobre a Tarifa de Venda a Clientes Finais aplicável aos consumidores, o défice passou a ser mais um “Custo de Interesse Económico Geral” (CIEG) a onerar os consumidores presentes e, sobretudo, os consumidores futuros. A amortização do défice contribui para minimizar o ónus sobre os consumidores futuros.

O valor do défice associado aos terrenos do domínio hídrico decorre do estabelecido na Portaria n.º 481/2007, de 19 de Abril, encontrando-se detalhadamente justificado no ponto 4.3.2.3.

O Quadro 0-5 apresenta os valores dos défices tarifários detidos pela EDP Serviço Universal no final de 2007.

Quadro 0-5 - Défices tarifários detidos pela EDP Serviço Universal no final de 2007

Unidade: 10³ EUR

	Valor	Juros	Valor em dívida no final de 2007	Renda em 2008
2006	124 933	4 271	129 204	16 469
Continente	120 062	4 103	124 165	15 827
Regiões Autónomas	4 870	169	5 039	642
2007	49 039	0	49 039	6 251
Continente	47 124	0	47 124	6 007
Regiões Autónomas	1 915	0	1 915	244
Total	173 971	4 271	178 243	22 720

Fonte: ERSE

Os custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores referentes a 2006 e 2007 são um direito detido pela EDA. No entanto, a empresa no final de Setembro de 2007, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro, procedeu à cessão desses créditos a um conjunto de bancos cessionários formado pelo Banco Comercial Português e pela Caixa Geral de Depósitos que, deste modo, passaram a deter o direito ao recebimento das rendas a integrar na tarifa UGS até 2017. O Quadro 0-6 apresenta os valores dos défices tarifários detidos pelas referidas instituições bancárias no final de 2007.

Quadro 0-6 - Défices tarifários devidos ao Banco Comercial Português, S.A. e à Caixa Geral de Depósitos, S.A. no final de 2007 cedidos pela EDA

Unidade: 10³ EUR

		Valor	Juros	Valor em dívida no final de 2007	Renda em 2008
BCP + CGD	2006	38 325	1 362	39 687	5 059
	2007	72 878		72 878	9 290
Total		111 203	1 362	112 565	14 348

Fonte: ERSE

As rendas a recuperar pela tarifa UGS são devidas em partes iguais por cada um dos bancos cessionários, sendo o pagamento efectuado pela REN mensalmente, conforme se apresenta mais em detalhe no ponto 4.3.2.3.

O Quadro 0-7 apresenta os custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira referentes a 2006 e 2007 detidos pela EEM.

Quadro 0-7 - Défices tarifários detidos pela EEM no final de 2007

Unidade: 10³ EUR

		Valor	Juros	Valor em dívida no final de 2007	Renda em 2008
RAM	2006	14 011	498	14 509	1 849
	2007	48 210		48 210	6 145
Total		62 221	498	62 719	7 995

Fonte: ERSE

No Quadro 0-8 apresenta-se o escalonamento da recuperação dos défices tarifários no final de 2008.

Quadro 0-8 - Escalonamento da recuperação dos défices tarifários no final de 2008Unidade: 10³ EUR

	Saldo em dívida em 2007	Amortização do défice em 2007	Juros de 2008	Valores incluídos nas tarifas de 2008	Saldo em dívida em 2008
REN	466 240	-466 240	0	0	0
Terrenos	152 279	-152 279			0
Limitação dos acréscimos tarifários das TVCF em BT	313 961	-313 961	0	0	0
Continente	301 715	-301 715			0
Regiões Autónomas	12 246	-12 246			0
EDP Serviço Universal	178 243	0	8 333	22 720	163 855
Défice de BT de 2006	129 204	0	6 040	16 469	118 775
Continente	124 165	0	5 805	15 827	114 143
Regiões Autónomas	5 039	0	236	642	4 632
Défice de BTn de 2007	49 039	0	2 293	6 251	45 080
Continente	47 124	0	2 203	6 007	43 320
Regiões Autónomas	1 915	0	90	244	1 760
RAA	112 565	0	5 262	14 348	103 479
Convergência tarifária de 2006	39 687	0	1 855	5 059	36 484
Convergência tarifária de 2007	72 878	0	3 407	9 290	66 995
RAM	62 719	0	2 932	7 995	57 656
Convergência tarifária de 2006	14 509	0	678	1 849	13 338
Convergência tarifária de 2007	48 210	0	2 254	6 145	44 318
Total	819 767	-466 240	16 527	45 064	324 991

Fonte: ERSE

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

O aumento dos custos de política energética condiciona, em grande parte, o aumento das tarifas em 2008. O total de custos de política energética incluídos nas tarifas de 2008 é de 1 225 milhões de euros, representando cerca de 49% do total de proveitos permitidos nas tarifas de Acesso às Redes, a pagar por todos os consumidores em Portugal continental.

Os custos de política energética incluídos nas tarifas de 2008 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 dos Municípios.
- Custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de energia eléctrica.
- Custos com os Planos de Promoção do Desempenho Ambiental.
- Custos com a remuneração dos terrenos afectos ao domínio público hídrico.
- Custos com as sociedades OMIP, S.A. e OMI Clear, S.A.
- Custos com a Autoridade da Concorrência (AdC).
- Custos 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).
- Défice tarifário relativo aos custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores em 2006 e 2007, não repercutidos nas tarifas.
- Défice tarifário relativo aos custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira em 2006 e 2007, não repercutidos nas tarifas.
- Défice tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Tensão relativo a 2006.
- 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.

Os quadros seguintes apresentam a evolução dos custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas de energia eléctrica.

Quadro 0-9 - Custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2008

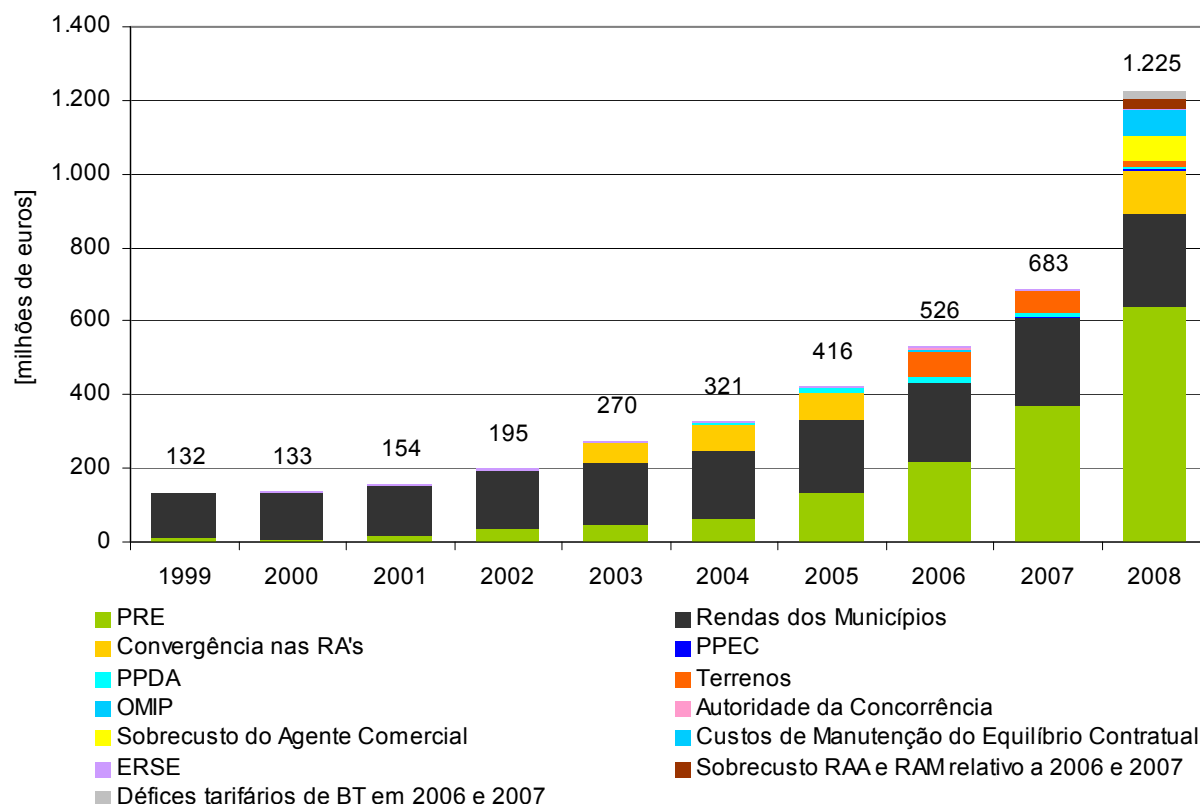
Unidade: 10³ EUR

Custos de interesse económico geral	2007	2008	Variação 2008/2007
Sobrecusto RAA	*(72 878); 0	68 888	*(-5,5%); -
Sobrecusto RAM	*(48 210); 0	42 581	*(-11,7%); -
Sobrecusto PRE	371 363	640 491	72,5%
Rendas dos Municípios	233 608	254 757	9,1%
Terrenos dos centros electroprodutores	56 232	11 170	-80,1%
OMIP, S.A. e OMI CLEAR, S.A.	2 145	1 487	-30,7%
Autoridade da Concorrência (AdC)	328	393	19,9%
ERSE	5 655	6 265	10,8%
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo	10 000	10 000	0,0%
Plano de Promoção do Desempenho Ambiental	9 201	5 148	-44,0%
Sobrecusto do Agente Comercial	0	69 638	-
Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual	0	69 341	-
Sobrecusto RAA relativo a 2006 e 2007	0	14 348	-
Sobrecusto RAM relativo a 2006 e 2007	0	7 995	-
Défices tarifários de BT em 2006	0	16 469	-
Défices tarifários de BTN em 2007	0	6 251	-
Total	688 533	1 225 222	77,9%

Nota: Entre parêntesis apresentam-se os custos com a convergência tarifária não incorporados nas tarifas de 2007

Estes custos têm vindo a aumentar continuamente ao longo do tempo. A figura seguinte mostra a evolução dos custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas desde 1999.

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



Os custos de interesse económico geral evidenciam uma evolução crescente ao longo dos anos, que em grande parte se deve ao aumento dos custos com PRE e as rendas de concessão municipais.

Relativamente a 2008, foram acrescentados aos CIEG existentes em 2007, os custos com os défices tarifários, os CMEC e o sobrecusto do Agente Comercial por se considerar que correspondem a custos efectivamente suportados pelos consumidores de energia eléctrica, mas que não são gerados pelas infra-estruturas que lhe estão inerentes.

Deste modo os CIEG registam um crescimento de cerca de 78% face a 2007. Caso não fossem considerados os custos com os défices tarifários, os CMEC e o sobrecusto do Agente Comercial, esse aumento continuaria a ser bastante elevado, ascendendo a cerca de 51%.

O quadro seguinte apresenta a distribuição de pagamentos dos custos de interesse económico geral pelos consumidores dos vários níveis de tensão e o seu peso no preço médio global.

Quadro 0-10 - Preço médio dos custos de interesse económico geral em 2008

Custos de Interesse Económico Geral		MAT	AT	MT	BTE	BTN	TOTAL
Sobrecusto PRE-FER	€/MWh	0,00	0,00	0,09	0,56	15,96	7,31
	% TVCF	0,0%	0,0%	0,1%	0,5%	11,4%	6,6%
Sobrecusto PRE-NFER	€/MWh	5,53	5,61	5,83	6,21	6,19	5,98
	% TVCF	10,6%	9,3%	6,5%	5,2%	4,4%	5,4%
Planos de Promoção do Desempenho Ambiental	€/MWh	0,01	0,02	0,07	0,15	0,16	0,11
	% TVCF	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Rendas municípios	€/MWh	-	-	-	8,37	10,26	5,29
	% TVCF	-	-	-	7,0%	7,3%	4,8%
Sobrecusto RAA	€/MWh	1,32	1,34	1,39	1,48	1,48	1,43
	% TVCF	2,5%	2,2%	1,6%	1,2%	1,1%	1,3%
Sobrecusto RAM	€/MWh	0,82	0,83	0,86	0,92	0,91	0,88
	% TVCF	1,6%	1,4%	1,0%	0,8%	0,7%	0,8%
Plano de Promoção Eficiência no Consumo	€/MWh	0,19	0,19	0,20	0,22	0,21	0,21
	% TVCF	0,4%	0,3%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
Terrenos dos centros electroprodutores	€/MWh	0,21	0,22	0,23	0,24	0,24	0,23
	% TVCF	0,4%	0,4%	0,3%	0,2%	0,2%	0,2%
OMIP e OMI CLEAR	€/MWh	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
	% TVCF	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Autoridade da Concorrência	€/MWh	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	% TVCF	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
ERSE	€/MWh	0,12	0,12	0,13	0,13	0,13	0,13
	% TVCF	0,2%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Sobrecusto RAA relativo a 2006 e 2007	€/MWh	0,27	0,28	0,29	0,31	0,31	0,30
	% TVCF	0,5%	0,5%	0,3%	0,3%	0,2%	0,3%
Sobrecusto RAM relativo a 2006 e 2007	€/MWh	0,15	0,16	0,16	0,17	0,17	0,17
	% TVCF	0,3%	0,3%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%
Défices tarifários de BT em 2006	€/MWh	-	-	-	0,65	0,65	0,34
	% TVCF	-	-	-	0,5%	0,5%	0,3%
Défices tarifários de BTN em 2007	€/MWh	-	-	-	-	0,29	0,13
	% TVCF	-	-	-	-	0,2%	0,1%
Sobrecusto do Agente Comercial	€/MWh	1,33	1,35	1,41	1,50	1,49	1,45
	% TVCF	2,6%	2,3%	1,6%	1,3%	1,1%	1,3%
CMEC	€/MWh	0,34	0,31	0,58	0,83	2,53	1,44
	% TVCF	0,7%	0,5%	0,6%	0,7%	1,8%	1,3%
Total 2008	€/MWh	10,33	10,47	11,28	21,76	41,03	25,43
	% TVCF	19,8%	17,4%	12,7%	18,2%	29,3%	22,9%

0.1.4.1 DIFERENCIAL DE CUSTO DA 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 premiada através de uma tarifa de compra garantida administrativamente bem como pela obrigação de compra dessa energia imposta ao comercializador de último recurso.

A repercussão tarifária deste prémio à produção em regime especial é determinada face à referência do preço da energia transaccionada no mercado organizado, deduzido dos custos com serviços de sistema, e recuperada pela tarifa de Uso Global do Sistema, aplicável a todos os consumidores independentemente do seu fornecedor.

O Quadro 0-11 apresenta a decomposição do cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica à Produção em Regime Especial em 2008.

Quadro 0-11 - Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica à Produção em Regime Especial em 2008

	Tarifas 2008				
	GWh	Preço médio de aquisição €/MWh	Custo Total 10 ³ EUR	Preço médio de referência €/MWh	Diferencial de custo 10 ³ EUR
Total da Produção em regime especial	13 165	96,65	1 272 411		640 491
Produção em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	7 669	93,92	720 279		352 167
Eólicas	5 773	97,10	560 558	48,00	283 454
Hídricas	1 226	84,70	103 842	48,00	44 994
Biogás	40	83,40	3 336	48,00	1 416
Biomassa	95	83,40	7 923	48,00	3 363
Fotovoltaica	60	83,40	5 004	48,00	2 124
RSU	475	83,40	39 615	48,00	16 815
Produção em regime especial não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	5 496	100,46	552 132		288 324
Térmica - Cogeração	5 420	100,70	545 794	48,00	285 634
Térmica - Outros	76	83,40	6 338	48,00	2 690

Fonte: ERSE

O valor total de aquisição à PRE no montante de 1 272 411 milhares de euros representa um acréscimo de 20% relativamente ao valor considerado nas tarifas em 2007. Em termos de diferencial de custo, o valor de 2008 representa um aumento de 72,5% face ao diferencial de custo considerado nas tarifas em 2007.

0.1.4.2 CUSTOS PARA A MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL

O Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de Maio, estabelece que a cessação de cada Contrato de Aquisição de Energia (CAE) confere aos seus contraentes, REN ou produtor, o direito a receber, a partir da data da respectiva cessação antecipada, uma compensação pecuniária designada por Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC). Esta compensação destina-se a garantir a manutenção do equilíbrio contratual entre as partes contraentes, subjacente ao respectivo CAE, nomeadamente garantindo a obtenção de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados por esse contrato que não sejam adequadamente assegurados através das receitas expectáveis em regime de mercado.

Este mesmo Decreto-Lei define ainda que cabe à ERSE publicar o valor da parcela fixa da tarifa dos CMEC e assegurar que o montante da parcela fixa seja repercutido na facturação da tarifa de Uso Global do Sistema por todas as entidades da cadeia de facturação do sector eléctrico.

A parcela fixa dos CMEC corresponde a uma renda anual sobre o montante bruto de compensação pela cessação antecipada do conjunto dos CAE cessados, isto é, sobre o valor inicial dos CMEC. Para cada centro electroprodutor, este último montante corresponde à diferença entre os valores actuais, à data de cessação, do CAE cessado e dos montantes expectáveis anualmente para as receitas de mercado deduzidas dos encargos variáveis de exploração.

Os CAE celebrados entre a REN e a EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A. (anteriormente denominada CPPE - Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade, S.A.) cessaram a partir de 1 de Julho de 2007.

De acordo com a alínea a) do n.º 1 do artigo 4º do D.L. n.º 240/2004, a taxa de actualização considerada no cálculo do valor inicial dos CMEC é a taxa de rendimento de mercado da dívida pública portuguesa, em vigor no 5.º dia útil anterior à apresentação de requerimento para homologação das adendas aos acordos de cessação, acrescida de 0,25 pontos percentuais, o que ocorreu a 8 de Junho de 2007, correspondendo a uma taxa de 4,85%.

Com base nesta taxa, o valor inicial dos CMEC apurado a 1 de Julho de 2007 é de 833,467 milhões de euros, sendo o seu pagamento devido à EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A., titular dos centros electroprodutores em apreço.

De acordo com a alínea b) do n.º 4 do artigo 5º do D.L. n.º 240/2004, a taxa de juro aplicável para o cálculo da parcela fixa será a menor das seguintes taxas:

- A taxa nominal referenciada ao custo médio de capital do produtor, a definir, por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia.
- No caso de o produtor ceder a terceiros, para efeitos de titularização, o direito ao recebimento do montante das compensações, a taxa de juro anual associada aos pagamentos realizados aos titulares em cada operação de titularização dos activos referidos na alínea anterior, incluindo os custos incorridos com a montagem e manutenção da referida operação de titularização.

A Portaria n.º 611/2007, de 20 de Julho, veio definir que o custo médio do capital da EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A é de 7,55%.

A informação disponibilizada até à data à ERSE permite considerar que a EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A está a desenvolver os melhores esforços no sentido de titularizar o direito ao recebimento dos CMEC até ao final de Fevereiro de 2008.

Com a titularização, e de acordo com o nº 7 do artigo 5º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, a parcela fixa deverá ser recalculada mediante uma revisão tarifária, que, tendo em conta a taxa de juro da titularização que for efectivamente aplicada, repercutirá, na tarifa de Uso Global de Sistema, o valor da parcela fixa correspondente aos meses do ano de 2008 após a titularização.

Por outro lado, por efeito da revisão estipulada para o mecanismo de reconciliação das parcelas fixa e de acerto, a ERSE incluirá na parcela de acerto os ajustamentos relativos à diferença entre o montante da parcela fixa, referente ao segundo semestre de 2007, calculada com base no custo médio do capital do produtor, de 7,55%, e o valor efectivamente recebido pelo produtor, conforme dispõe o nº 1 do artigo 12º do Decreto-Lei n.º 240/2004.

Os ajustamentos a realizar incluirão juros calculados à taxa de 7,55% anual, de acordo com o nº 4 do artigo 12º do Decreto-Lei n.º 240/2004.

Será igualmente incorporado em revisões tarifárias a realizar em 2008 o ajustamento decorrente do mecanismo de revisibilidade anual referente a 2007, que ocorrerá em duas datas pré-definidas (mês de Abril, caso o ajustamento apurado seja positivo; mês de Julho, se o ajustamento a realizar for negativo), nos termos determinados pelos nº 8 e nº 10 do artigo 11º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro.

Tendo em conta a metodologia tarifária previsional, a ERSE, utilizando a melhor informação, calculou os proveitos permitidos a recuperar através das tarifas de 2008 considerando o benefício expectável do efeito da titularização, a partir de Março de 2008, à taxa constante no Despacho nº 15291/2007, do MEI, de 15 de Junho.

Quadro 0-12 - Proveitos permitidos incluídos na tarifa UGS e incorporados nas tarifas de 2008

Unidade: 10³ EUR

	WACC do produtor	Taxa de titularização	Mensalidade da tarifa UGS
	7,55%	5,22%	7,55% e 5,22%
Janeiro	6 749		6 749
Fevereiro	6 749		6 749
Março		5 584	5 584
Abril		5 584	5 584
Maio		5 584	5 584
Junho		5 584	5 584
Julho		5 584	5 584
Agosto		5 584	5 584
Setembro		5 584	5 584
Outubro		5 584	5 584
Novembro		5 584	5 584
Dezembro		5 584	5 584
Total	13 498	55 843	69 341
Valor anualizado	81 185		69 341

Cumprindo o estabelecido no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, a tarifa UGS a aplicar a partir de 1 de Janeiro de 2008 e até à revisão tarifária decorrente da titularização, acima mencionada, reflecte o custo médio do capital do referido produtor.

0.1.4.3 DIFERENCIAL DE CUSTO DO AGENTE COMERCIAL

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

De acordo com o enquadramento legislativo e regulamentar que baliza a actividade deste agente, esta deve processar-se através duma gestão criteriosa dos referidos CAE devendo assegurar a colocação da de energia eléctrica produzida por aquelas centrais através de mecanismos de mercado de modo a otimizar a recuperação dos custos a que se encontra obrigada a pagar, estabelecidos ao abrigo dos contratos celebrados. Dito de outro modo, a energia eléctrica adquirida pelo Agente Comercial às centrais que mantêm os seus CAE é revendida nos mercados organizados, através de leilões de capacidades virtuais ou ainda através de contratos bilaterais.

Até ser implementado um mecanismo de incentivo à correcta gestão destes contratos pelo Agente Comercial, a diferença entre os custos definidos nos CAE e os preços de venda da energia eléctrica destes CAE é integralmente suportada pelos consumidores através da parcela de diferencial de custo CAE. Como foi referido, esta parcela é individualizada na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial, sendo transferida para a actividade de Gestão Global do Sistema (GGS) de forma a ser recuperada pela tarifa de Uso Global do Sistema.

O Quadro 0-13 apresenta o diferencial de custo previsto para 2008 com a energia produzida pelas centrais com CAE que integra os proveitos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial, posteriormente transferido para a actividade GGS.

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

	2008		
	GWh	€/MWh	10 ³ EUR
Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE			69 005
Custos com aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE	9 223	58,59	540 332
Proveitos com a venda da energia eléctrica dos produtores com CAE	9 223	51,10	471 328

Fonte: ERSE

0.1.4.4 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

A convergência tarifária das Regiões Autónomas com o Continente, em 2008, encontra-se assegurada.

Os custos com a convergência tarifária suportados quer pelos clientes do Continente quer pelos clientes das Regiões Autónomas apresentam-se no Quadro 0-14.

Quadro 0-14 - Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 2008

	2008	
	EDA	EEM
Custo com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS	68 888	42 581
Custos com a convergência tarifária não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RA	2 478	3 447

Fonte: ERSE

0.1.5 CRESCIMENTO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉCTRICA

As previsões de crescimento da procura de energia eléctrica efectuadas adoptadas pela ERSE para 2008 tiveram por base a informação enviada pelo comercializador de último recurso.

O valor do consumo referido à emissão considerado pela ERSE para o ano de 2008 no valor 52 897 GWh reflecte um acréscimo face ao verificado em 2006 de cerca de 3,7% ao ano.

As perspectivas pouco optimistas para a evolução da actividade económica associada à dissipação de alguns efeitos extraordinários (temperatura e dias úteis, recuperação de facturação e alteração do critério no cálculo da energia em contadores) justificam um crescimento no consumo total de electricidade em Portugal em 2008 da referida ordem de grandeza, continuando a prever-se uma redução do autoconsumo por parte da produção em regime especial, sendo residual em 2008.

Nos que respeita aos fornecimentos de energia eléctrica prevê-se um crescimento anual para o Continente na ordem dos 3% ano face a 2006, sendo igualmente de referir a previsão de decréscimo para os consumos no mercado liberalizado de -10,5% ao ano.

Relativamente às Regiões Autónomas, após uma desaceleração do crescimento dos consumos estimados para 2007, as previsões da EDA e da EEM que a ERSE adoptou para as tarifas em 2008 apontam para uma retoma, mais evidente na Região Autónoma dos Açores, com crescimentos face a 2006 de 5,3% e 4% por ano, respectivamente.

No Quadro 0-15 apresentam-se os valores globais dos consumos considerados no cálculo das tarifas em 2008, bem como os valores verificados em 2006 e os previstos nas tarifas em 2007.

Quadro 0-15 - Indicadores energéticos

	2006 Real	Tarifas 2007	Tarifas 2008
Consumo referido à emissão - Continente	49 177 GWh	51 447 GWh	52 897 GWh
Consumo referido aos pontos de entrega - Continente			
Mercado regulado	38 298 GWh	40 117 GWh	42 453 GWh
Mercado liberalizado	7 161 GWh	6 727 GWh	5 734 GWh
Mercado regulado + Mercado liberalizado	45 459 GWh	46 844 GWh	48 187 GWh
Taxa de crescimento Tarifas 2008 / Tarifas 2007			2,9 %
Taxa de crescimento Tarifas 2008 / 2006 Real			6,0 %
Consumo referido à emissão - Região Autónoma dos Açores	762 GWh	809 GWh	845 GWh
Consumo referido aos pontos de entrega - Região Autónoma dos Açores			
Mercado regulado	701 GWh	736 GWh	777 GWh
Taxa de crescimento Tarifas 2008 / Tarifas 2007			5,6 %
Taxa de crescimento Tarifas 2008 / 2006 Real			10,8 %
Consumo referido à emissão - Região Autónoma da Madeira	915 GWh	989 GWh	986 GWh
Consumo referido aos pontos de entrega - Região Autónoma da Madeira			
Mercado regulado	833 GWh	905 GWh	902 GWh
Taxa de crescimento Tarifas 2008 / Tarifas 2007			-0,4 %
Taxa de crescimento Tarifas 2008 / 2006 Real			8,2 %

Fonte: ERSE

0.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA AOS CLIENTES FINAIS E DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

No Quadro 0-16 apresentam-se as variações de 2007 para 2008 das tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental.

Os valores das tarifas de energia eléctrica a vigorar em 2008 prevêem aumentos para todas as classes de consumidores.

Em Setembro de 2007, as tarifas de Venda a Clientes Finais e as tarifas de Acesso às Redes foram revistas excepcionalmente, na sequência da publicação do Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho, que desencadeou o funcionamento efectivo do MIBEL enquanto mercado ibérico integrado de energia eléctrica e a cessação da maioria dos Contratos de Aquisição de Energia. As tarifas publicadas em

Agosto vigoram entre Setembro e Dezembro de 2007. Para efeitos da determinação das variações tarifárias entre 2007 e 2008 considerou-se para 2007 o efeito ponderado das tarifas de Janeiro e de Setembro de 2007.

Quadro 0-16 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2007 para 2008 em Portugal continental

	Variação 2008/2007
Tarifas de Venda a Clientes Finais	2,9%
Venda a Clientes Finais em NT	3,0%
Venda a Clientes Finais em MAT	3,9%
Venda a Clientes Finais em AT	3,9%
Venda a Clientes Finais em MT	2,7%
Venda a Clientes Finais em BT	2,9%
Venda a Clientes Finais em BTE	2,5%
Venda a Clientes Finais em BTN> 20,7 kVA	2,7%
Venda a Clientes Finais em BTN< 20,7 kVA	2,9%
Venda a Clientes Finais em IP	3,9%

No Quadro 0-17 apresentam-se as variações de 2007 para 2008 das tarifas de Acesso às Redes.

Quadro 0-17 - Variação das tarifas de Acesso às Redes de 2007 para 2008 em Portugal continental

	Variação 2008/2007
Tarifas de Acesso às Redes	22,3%
Acesso às Redes em MAT	27,6%
Acesso às Redes em AT	32,1%
Acesso às Redes em MT	16,4%
Acesso às Redes em BTE	21,9%
Acesso às Redes em BTN	22,9%

No Quadro 0-18 apresentam-se as variações de 2007 para 2008 das tarifas por actividade em Portugal continental.

Quadro 0-18 - Variação das tarifas por actividade de 2007 para 2008 em Portugal continental

	Variação 2008/2007
Tarifa de Energia e Potência	-4,5%
Tarifa de Uso Global do Sistema	47,2%
Tarifas de Uso de Redes	
Uso da Rede de Transporte em MAT	12,2%
Uso da Rede de Transporte em AT	30,1%
Uso da Rede de Distribuição em AT	105,2%
Uso da Rede de Distribuição em MT	6,1%
Uso da Rede de Distribuição em BT	9,3%
Tarifas de Comercialização	
Comercialização de Redes	-1,5%
Comercialização	-0,1%

No Quadro 0-19 e no Quadro 0-20 apresentam-se as variações de 2007 para 2008 das tarifas de Venda a Clientes Finais das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Quadro 0-19 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2007 para 2008 da Região Autónoma dos Açores

	Variação 2008/2007
Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	2,6%
Venda a Clientes Finais em MT	1,1%
Venda a Clientes Finais em BT	3,3%
Venda a Clientes Finais em BTE	2,3%
Venda a Clientes Finais em BTN> 17,25 kVA	3,4%
Venda a Clientes Finais em BTN< 17,25 kVA	3,3%
Venda a Clientes Finais em IP	3,9%

**Quadro 0-20 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2007 para 2008
da Região Autónoma da Madeira**

	Variação 2008/2007
Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	4,9%
Venda a Clientes Finais em MT	2,6%
Venda a Clientes Finais em BT	5,3%
Venda a Clientes Finais em BTE	3,5%
Venda a Clientes Finais em BTN > 20,7 kVA	5,9%
Venda a Clientes Finais em BTN < 20,7 kVA	5,8%
Venda a Clientes Finais em IP	5,5%

Os preços médios da RAA e da RAM por tipo de fornecimento, em 2007, em percentagem dos preços médios em Portugal continental e corrigidos da estrutura de consumos, são os seguintes:

**Quadro 0-21 - Convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM face às
tarifas de Portugal continental em 2008**

Tipo de fornecimento	TVCFA/TVCF	TVCFM/TVCF
MT	102	102
BT	99	100
BTE	100	100
BTN >	100	98
BTN < (s/ IP)	100	100
IP	80	100
Global MT e BT	100	100

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 propostas com as tarifas que seria necessário publicar nas Regiões Autónomas para proporcionar os proveitos actualmente permitidos às respectivas empresas, se não houvesse transferências dos consumidores do Continente. Esse impacte é o seguinte:

Quadro 0-22 - Impacte do mecanismo de convergência tarifária nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM e de Portugal continental

Tarifas de Venda a Clientes Finais	Sem convergência	Com convergência
Continente	0,7%	2,9%
Região Autónoma dos Açores	76,9%	2,6%
Região Autónoma da Madeira	44,4%	4,9%

0.3 PROVEITOS PERMITIDOS

O Quadro 0-23 sintetiza os proveitos permitidos em 2008, por actividade, em Portugal.

Quadro 0-23 - Proveitos permitidos em Portugal, em 2008

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos a proporcionar em 2008
REN	534 748
Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial (CVEEAC)	32 678
Gestão Global do Sistema (GGS)	281 786
Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	220 284
EDP Distribuição	1 986 222
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	1 098 918
Comercialização de Redes (CR)	151 844
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT)	735 460
EDP Serviço Universal (CUR)	2 434 805
Compra e Venda de Energia Eléctrica (CVEE)	2 340 954
Comercialização (C)	93 851
Proveitos permitidos totais no Continente	4 955 775
EDA	164 156
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	124 552
Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	33 732
Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	5 872
EEM	155 890
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	108 429
Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	38 648
Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	8 814
Proveitos permitidos totais em Portugal	5 275 822

0.4 PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS

Para além dos preços das tarifas, a ERSE é responsável pela aprovação dos seguintes preços dos serviços regulados previstos no Regulamento de Relações Comerciais (RRC) e no Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS):

- Serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia.
- Leitura extraordinária.
- Quantia mínima a pagar em caso de mora.
- 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.
- Quantia exigível ao cliente quando este não se encontre nas suas instalações durante o período acordado com o distribuidor para a realização de visita às suas instalações, nas Regiões Autónomas.
- 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, nas Regiões Autónomas.

No capítulo 8 apresenta-se uma descrição das propostas apresentadas pelas empresas reguladas para os preços regulados, bem como os preços a vigorar em 2008.

1 INTRODUÇÃO

De acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário foi submetida à apreciação do Conselho Tarifário, da Autoridade da Concorrência e dos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira a “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2008”. 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 2008.

Nos termos do Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março, que estendeu às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira a regulação das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica, pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), são estabelecidos tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços para o Continente e para as Regiões Autónomas.

As tarifas para 2008 são determinadas tendo em consideração o disposto no Regulamento Tarifário publicado pelo Despacho n.º 18 993-A/2005, de 31 de Agosto, e alterado pelo Despacho n.º 17 744-A/2007, de 10 de Agosto. 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 2008, têm em consideração os valores dos custos e investimentos estimados para 2007 e os previstos para 2008, enviados pelas seguintes empresas reguladas do Continente e das Regiões Autónomas:

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

Os preços dos serviços regulados têm em consideração os valores actualmente em vigor e os valores propostos pelas empresas para 2008.

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

Tendo em consideração anteriores pareceres do Conselho Tarifário, o documento de Tarifas foi reestruturado no sentido de simplificar a apresentação dos principais pressupostos considerados, das decisões tomadas e respectivos impactes. Algumas das matérias anteriormente tratadas neste documento apresentam-se em anexo, em particular num novo documento sobre a estrutura tarifária (que

inclui a discussão e apresentação das metodologias de cálculo dos custos incrementais das tarifas, além da análise da convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais para as tarifas aditivas).

O presente documento apresenta, no capítulo 2, a definição das tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços que, de acordo com o Regulamento Tarifário, devem ser publicadas pela ERSE.

No capítulo 3 é feita uma análise da situação económica nacional e do seu enquadramento a nível europeu.

No capítulo 4 encontram-se descritas e justificadas as principais decisões da ERSE que conduziram à fixação de tarifas e preços a aplicar em 2008:

- São definidos os balanços de energia eléctrica para o Continente, Região Autónoma dos Açores (RAA) e Região Autónoma da Madeira (RAM) contendo as quantidades de energia eléctrica que se prevê serem fornecidas em 2008 e que são utilizadas no cálculo das tarifas.
- São calculados os proveitos permitidos para cada actividade das empresas reguladas. Nas actividades reguladas por custos aceites e taxa de rentabilidade sobre o activo líquido, os valores aceites de custos e investimentos são devidamente justificados.

No capítulo 5 apresentam-se os cálculos das tarifas por actividade e nível de tensão e das tarifas de Venda a Clientes Finais para vigorarem em 2008.

No capítulo 6 apresentam-se os parâmetros para vigorar em 2008.

No capítulo 7 são apresentados os preços dos serviços regulados previstos no Regulamento de Relações Comerciais e no Regulamento da Qualidade de Serviço para vigorarem em 2008.

Por último, no capítulo 8 é feita uma análise do impacte das principais decisões tomadas.

2 TARIFAS E PREÇOS PUBLICADOS PELA ERSE

2.1 TARIFAS

O Quadro 2-1 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 2-1 - Tarifas Reguladas

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objecto	Observações
Tarifa de Energia	TE	comercializador de último recurso	clientes dos comercializadores de último recurso	fornecimento de energia	incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais
Tarifa de Uso Global do Sistema	UGS	entidade concessionária da RNT	entidade concessionária de RND	serviços de sistema e de interesse público	incluída na tarifa de Venda da entidade concessionária da RNT
		concessionária de RND 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 público	para os clientes dos comercializadores de último recurso está incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais
Tarifas de Uso da Rede de Transporte	URT				
Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT	URT_{MAT}	entidade concessionária da RNT	entidade concessionária de RND	uso de rede	incluída na tarifa de Venda da entidade concessionária da RNT
		entidade concessionária de RND	clientes em MAT	uso de rede	
Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT	URT_{AT}	entidade concessionária da RNT	entidade concessionária de RND	uso de rede	incluída na tarifa de Venda da entidade concessionária da RNT
		entidade concessionária de RND concessionária do transporte e distribuição da RAA concessionária do transporte	clientes em AT, MT e BT	uso de rede	para os clientes dos comercializadores de último recurso em AT, MT e BT está incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2008

Tarifas e Preços Publicados pela ERSE

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objecto	Observações
		e distribuidor vinculado da RAM			
Tarifa de Venda da Entidade Concessionária da RNT		entidade concessionária da RNT	entidade concessionária de RND	prestação dos serviços de sistema e transporte	definida nos termos do Artigo 18.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}	entidade concessionária de RND concessionária do transporte e distribuição da RAA concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	clientes em AT, MT e BT	uso de rede	para os clientes dos comercializadores de último recurso está incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais
<i>Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT</i>	URD _{MT}	entidade concessionária de RND concessionária do transporte e distribuição da RAA concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	clientes em MT e BT	uso de rede	para os clientes dos comercializadores de último recurso está incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais
<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 de rede	para os clientes dos comercializadores de último recurso está incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais
Tarifas de Comercialização de Redes	CR				
<i>Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT</i>	CR _{NT}	entidade concessionária de RND concessionária do transporte e distribuição da RAA concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	clientes em MAT, AT e MT	comercialização do serviço de distribuição de energia eléctrica	para os clientes dos comercializadores de último recurso está incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2008

Tarifas e Preços Publicados pela ERSE

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objecto	Observações
<i>Tarifa de Comercialização de Redes em BTE</i>	CR _{BTE}	distribuidores em BT concessionária do transporte e distribuição da RAA concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	clientes em BTE	comercialização do serviço de distribuição de energia eléctrica	para os clientes dos comercializadores de último recurso está incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais
<i>Tarifa de Comercialização de Redes em BTN</i>	CR _{BTN}	distribuidores em BT concessionária do transporte e distribuição da RAA concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	clientes em BTN	comercialização do serviço de distribuição de energia eléctrica	para os clientes dos comercializadores de último recurso está incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais

Tarifas de Comercialização	C	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	incluídas nas tarifas de Venda a Clientes Finais
<i>Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT</i>	C _{NT}				
<i>Tarifa de Comercialização em BTE</i>	C _{BTE}	comercializador de último recurso concessionária do transporte e distribuição da RAA concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	clientes dos comercializadores de último recurso em BTE	serviços de contratação, facturação e cobrança	incluídas nas tarifas de Venda a Clientes Finais
<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	incluídas nas tarifas de Venda a Clientes Finais

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2008

Tarifas e Preços Publicados pela ERSE

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objecto	Observações
<i>Tarifa de Venda do comercializador de último recurso em MT e AT aos Comercializadores último recurso em BT</i>	-	Comercializador de último recurso em MT e AT	comercializadores último recurso em BT	fornecimento de energia por grosso incluindo serviços de sistema e redes de montante	por opção do comercializador de último recurso em BT coincide com a tarifa de Venda a Clientes Finais em MT, em alternativa, resulta da diferença entre a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em BT e as tarifas de Uso da Rede de Distribuição, comercialização de redes, comercialização e energia e potência todas relativas aos fornecimentos em BT.
<i>Tarifas de Acesso</i>		Operadores das redes de distribuição	clientes em MAT, AT, MT e BT	Utilização das redes e serviços associados	incluídas nas tarifas de Venda a Clientes Finais
<i>Tarifas de Venda a Clientes Finais</i>	-	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

2.2 PREÇOS DE OUTROS SERVIÇOS

2.2.1 PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS

Os preços de serviços regulados previstos no Regulamento de Relações Comerciais (RRC), cuja fixação anual compete à ERSE, são os seguintes:

- Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica – artigos 54.º, 55.º e 250.º do RRC.
- Preços de leitura extraordinária – artigos 148.º e 240.º do RRC.
- Quantia mínima a pagar em caso de mora – artigos 199.º e 249.º do RRC.

Estes preços dizem respeito a pagamentos de clientes finais aos operadores de redes e aos comercializadores de último recurso em Portugal continental, bem como à concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira.

Os preços dos serviços acima mencionados, em vigor em Portugal continental desde 1999, foram publicados, pela primeira vez, através do Despacho n.º 10 056-A/99, de 20 de Maio, e republicados através dos despachos que aprovam anualmente as tarifas.

2.2.2 PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

O Regulamento da Qualidade de Serviço actualmente em vigor em Portugal continental prevê unicamente 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.

Os preços dos serviços regulados previstos nos regulamentos da qualidade de serviço da Região Autónoma dos Açores e da Região Autónoma da Madeira (a referência regulamentar é a mesma para os dois regulamentos), cuja fixação anual compete à ERSE, são os seguintes:

- 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 este não se encontra 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 aos clientes em BT no caso de solicitação de reposição 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 (artigos 57.º e 236.º do RRC).

Os preços dos serviços regulados indicados anteriormente são apresentados e explicados no capítulo 7.

3 ENQUADRAMENTO ECONÓMICO

3.1 CONTEXTO INTERNACIONAL

A economia mundial apresentou em 2006 uma aceleração robusta da actividade, traduzindo-se num crescimento real do Produto Interno Bruto (PIB) de cerca de 5,4%² face ao ano anterior. O ano de 2006 é caracterizado igualmente por uma intensificação do comércio mundial de bens e serviços, apresentando um crescimento médio real anual de cerca de 9%, acentuando a tendência dos dois anos anteriores que se caracterizaram igualmente, por um forte crescimento económico, a par de uma intensificação do comércio mundial. A subida do preço do petróleo e o forte crescimento da economia mundial verificada no primeiro semestre do ano foram compensadas, no segundo semestre, pela descida a partir de Agosto do preço do petróleo nos mercados internacionais, e pela condução de políticas monetárias mais restritivas, não exercendo uma pressão acrescida na taxa de inflação. Em termos cambiais, o ano de 2006 caracterizou-se por uma depreciação do dólar, evidenciando a tendência dos anos mais recentes, com excepção do ano de 2005, em que se registou uma apreciação desta moeda.

A economia norte-americana sofreu uma desaceleração em 2006 face a 2004, na sequência de um abrandamento nos mercados imobiliários norte-americanos e no investimento empresarial.

Na Área do Euro, a expansão da actividade económica ocorreu ao ritmo mais elevado dos últimos seis anos, sustentado pela evolução da procura interna. As melhorias no indicador do nível de confiança dos negócios, no mercado de trabalho e determinados acontecimentos, como o campeonato mundial de futebol e a antecipação do consumo verificado na Alemanha, decorrente do aumento da taxa do IVA em Janeiro de 2007, foram os factores que contribuíram para o dinamismo demonstrado pela procura interna. A economia alemã mantém-se como o principal motor de crescimento económico na Área do Euro.

A economia nipónica acelerou em 2006, traduzindo-se num crescimento em torno dos 2,2%, baseado na evolução positiva das exportações e na expansão do investimento privado.

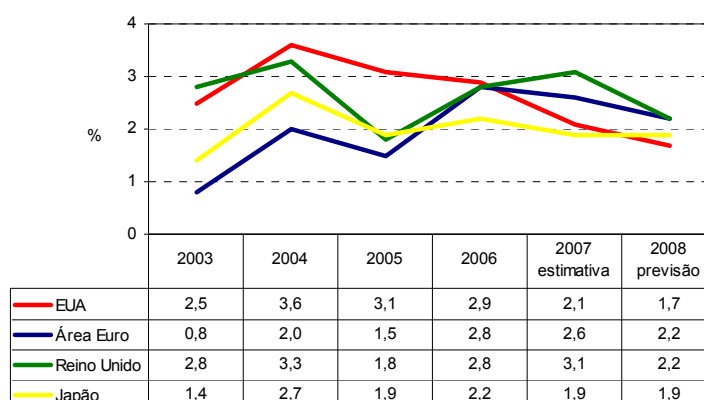
No Reino Unido, a economia apresentou em 2006 um crescimento superior ao verificado no ano anterior, sustentado pelo dinamismo da procura interna, com particular importância a evolução positiva do consumo privado.

²Comissão Europeia (CE).

À semelhança dos anos anteriores, assistiu-se a um rápido crescimento nos mercados emergentes e países em desenvolvimento, em que tanto a China como a Índia e a Rússia assumem papéis preponderantes.

Na Figura 3-1 é apresentada a evolução do PIB em termos reais entre 2003 e 2008 de acordo com as previsões económicas de Outono apresentadas pela Comissão Europeia.

Figura 3-1 - Evolução do PIB, em termos reais



Fonte: Previsões da Comissão Europeia, 2007

De acordo com esta instituição, todas as economias em análise sofrerão um abrandamento em termos de crescimento real do PIB entre 2006 e 2008, situando-se esse crescimento no intervalo entre 1,7% e 3,1%. De entre as economias em análise, a dos EUA será a que apresentará um maior abrandamento da sua actividade económica, entre 2006 e 2008 (1,2 p.p.), enquanto que para o Japão se prevê uma ligeira queda de 0,3 p.p. . Ao contrário das economias em análise, segundo a CE, o Reino Unido será a única economia analisada que apresentará em 2007 um crescimento superior ao ocorrido em 2006. Contudo, e à semelhança das restantes economias em análise, a estimativa para o crescimento de 2008 indica uma expansão da actividade económica nesse ano inferior de 2007. Entre 2006 e 2008, a CE prevê uma queda de 0,6 p.p. no ritmo de crescimento do PIB da economia do Reino Unido, trajectória semelhante à projectada para a Área do Euro.

A recente crise no mercado hipotecário de alto risco (*subprime*) nos EUA, bem como a possibilidade de os bancos centrais adoptarem políticas monetárias mais restritivas no sentido de controlarem riscos inflacionistas e o risco de uma subida abrupta do preço de petróleo poderão conduzir a uma revisão em baixa do ritmo de crescimento económico das economias em análise.

3.2 PORTUGAL

3.2.1 CRESCIMENTO ECONÓMICO

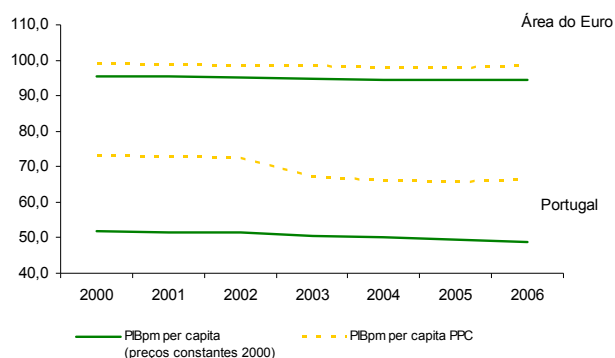
A economia portuguesa caracterizou-se em 2006 pela manutenção da trajectória de recuperação gradual do crescimento económico iniciado nos dois anos anteriores, após a recessão económica verificada em 2003. Enquanto que em 2005, a economia portuguesa apresentou sinais de um abrandamento económico, evidenciando um crescimento, em termos reais, de apenas 0,5%³, o crescimento económico apresentado em 2006 (+1,3%), impulsionado pelas exportações de bens e serviços, traduz-se num retorno à taxa de crescimento ténue evidenciado em 2004, em que a economia portuguesa apresentou, igualmente, um crescimento de 1,3%, face ao período recessivo sentido em 2003.

O ano de 2006 foi caracterizado pela condução de uma política orçamental restritiva tendo em vista a consolidação das contas públicas, explicando o crescimento negativo do consumo público em 0,5%. O crescimento do consumo privado em 2006 foi de 1,2%, o que compara com o crescimento de 2,1% em 2005. Para esta evolução contribuíram a subida das taxas de juro, o aumento dos impostos e a ausência de melhorias no mercado de trabalho. A formação bruta de capital fixo (FBCF) apresentou, à semelhança do consumo público, um crescimento negativo de cerca de 1,8%, em sequência do andamento do investimento público e do investimento em habitação pelas famílias. Desta forma, o contributo da procura interna para o crescimento do PIB situou-se em apenas 0,3 p.p, sendo que o contributo das exportações líquidas foi de 1,0 p.p..

A Figura 3-2 apresenta a evolução do PIB a preços de mercado *per capita*, a preços constantes do ano 2000 e do PIB a preços de mercado *per capita* corrigido da paridade do poder de compra. O hiato apresentado entre os valores relativos a Portugal e os referentes à Área do Euro, medidos em termos de PIB *per capita* e PIB *per capita* corrigido da paridade do poder de compra, indicam claramente que o processo de convergência real entre a economia portuguesa e as restantes economias que aderiram à moeda única tem sido adiado ao longo dos últimos anos.

³ Banco de Portugal

**Figura 3-2 - Convergência Real
(EU-15=100)**



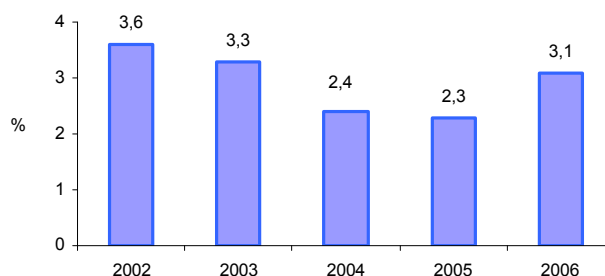
Nota: PPC - Paridade do Poder de Compra.

Fonte: Anexo Estatístico, Previsões Outono 2007, Comissão Europeia

3.2.2 INFLAÇÃO

A inflação verificada em Portugal, medida através da taxa de variação média anual do Índice de Preços no Consumidor (IPC), do deflator do Consumo Privado e do Índice Harmonizado de Preços no Consumidor (IHPC), apresentou um perfil descendente até ao ano de 2005, sendo que em 2006 apresentou uma aceleração, tal como se demonstra nas figuras seguintes.

**Figura 3-3 - Evolução do Índice de Preços no Consumidor
(taxa de variação média anual)**



Nota: A partir de Janeiro de 2003 as taxas de variação são calculadas utilizando o IPC de base 2002.

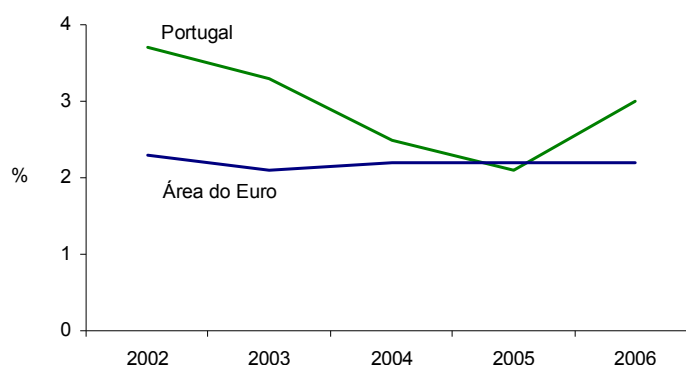
Fonte: INE

O Índice de Preços no Consumidor (Figura 3-3), medido através da taxa de variação média anual, em 2006, apresentou uma forte aceleração de 0,8 p.p. face ao valor verificado em 2005. Este aumento é justificado pelo aumento dos impostos indirectos que recaem sobre o consumidor, nomeadamente, o

imposto sobre o tabaco que variou no princípio do ano de 2006, e pela aceleração dos preços dos bens não energéticos importados.

A Figura 3-4 permite estabelecer a comparação entre a inflação verificada em Portugal e a verificada na Área do Euro através da análise da evolução do IHPC. Até ao ano de 2005, o diferencial entre as duas taxas reduziu-se substancialmente apontando para um processo de convergência na taxa de inflação. No entanto, e à semelhança da evolução do IPC em 2006, o IHPC apresentou uma aceleração face ao valor de 2005, retomando a existência de um diferencial positivo (+0,8 p.p.) entre a inflação verificada em Portugal e a registada na Área do Euro. A manutenção de custos unitários de trabalho num nível elevado, num contexto de fraca produtividade do trabalho em Portugal, explica o diferencial mencionado anteriormente.

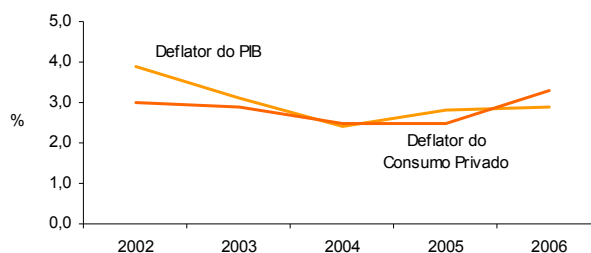
**Figura 3-4 - Evolução do Índice Harmonizado de Preços no Consumidor
(taxa de variação anual)**



Fonte: Previsões da Comissão Europeia, 2007

A Figura 3-5 apresenta a evolução do deflator do PIB e do deflator do Consumo Privado, medido pela taxa de variação anual, entre 2002 e 2006.

**Figura 3-5 - Evolução do deflator do PIB e do deflator do Consumo Privado
(taxa de variação anual)**



Fonte: Previsões da Comissão Europeia, 2007

Os dois indicadores apresentam até ao ano de 2004, uma trajectória decrescente sendo que o deflator do PIB apresenta em 2005, uma aceleração enquanto que o deflator do Consumo Privado se mantém inalterado face ao ano de 2004. À semelhança da evolução do IPC e do IHPC, estes dois indicadores apresentam em 2006 uma aceleração sendo que o aumento é mais acentuado no deflator do Consumo Privado, sendo este indicador pela primeira vez, ao longo do período em análise, superior ao valor do deflator do PIB.

3.2.3 PREVISÕES ECONÓMICAS

No Quadro 3-1 são apresentadas as previsões económicas efectuadas pelo Ministério das Finanças e da Administração Pública (MFAP), pelo Banco de Portugal, pelo FMI, pela OCDE e pela Comissão Europeia (CE) para 2007 e 2008.

Quadro 3-1 - Previsões económicas para 2007 e 2008

	2007					2008				
	MFAP ¹	B. Portugal ²	FMI ³	OCDE ⁴	CE ⁵	MFAP ¹	B. Portugal ²	FMI ³	OCDE ⁴	CE ⁵
crescimento real em %										
PIBpm	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	2,2	2,2	1,8	2,0	2,0
Consumo Privado	1,2	1,4	-	1,4	1,2	1,4	1,4	-	1,8	1,3
Consumo Público	-0,4	-0,1	-	-1,0	-0,3	-1,1	0,3	-	-1,1	0,4
FBCF	1,0	0,6	-	0,8	0,9	4,0	3,1	-	5,2	2,3
Exportações Bens e Serviços	6,9	7,2	-	6,3	6,7	6,7	6,5	-	6,3	5,6
Importações Bens e Serviços	3,8	3,4	-	3,0	3,4	3,9	4,2	-	5,5	3,3
Contributo em p.p.										
Exportações Líquidas	-	0,9	-	0,9	-	-	0,5	-	-0,1	-
Procura interna	-	0,9	-	0,9	-	-	1,7	-	2,1	-
taxa de variação anual em %										
Deflador do PIB	2,9			2,8	2,9	2,7			1,8	2,4
Deflador do Consumo Privado				2,0	2,4				2,1	2,4
IHPC*	2,3	2,5	2,5	2,0	2,4	2,1	2,3	2,4	2,2	2,4
em % população activa										
Taxa de Desemprego	7,8			7,6	8,0	7,6			7,1	8,0

Nota: * A previsão do Ministério das Finanças e Administração Pública é referente ao IPC.

Fonte: 1 - Orçamento do Estado para 2008, Ministério das Finanças e da Administração Pública, Outubro de 2007

2 - Boletim Económico, Banco de Portugal, Verão 2007

3 - World Economic Outlook, FMI, Outubro 2007

4 - Economic Outlook no.81, OCDE, Maio 2007 - versão preliminar

5 - Previsões de Outono, Comissão Europeia, 2007

Os organismos mencionados anteriormente são unânimes ao preverem uma gradual recuperação da actividade económica entre 2007 e 2008 impulsionada em grande medida pela procura interna, ao invés da recuperação apoiada na procura externa líquida, tal como se verificou nos últimos anos.

O dinamismo previsto para a FBCF assumirá especial importância no contributo da procura interna para o crescimento real da economia, num contexto em que a recente subida das taxas de juro condiciona as decisões de consumo das famílias bem como as de investimento e, num contexto de prossecução de políticas orçamentais tendo em vista a consolidação das contas públicas que não permitirá que o consumo público apresente um forte dinamismo.

De acordo com o MFAP, a OCDE e a CE o deflador do PIB apresentará uma trajectória descendente até 2008, sendo a previsão do MFAP a que apresenta uma variação menos acentuada de queda para este indicador (-0,2 p.p. entre 2007 e 2008).

A gradual recuperação da actividade económica bem como do mercado de trabalho conduzirá, segundo os organismos mencionados anteriormente, a um decréscimo da taxa de desemprego de 2008.

Os riscos subjacentes às previsões efectuadas pelos diversos organismos nacionais e internacionais apontam para a possibilidade de um crescimento mais reduzido do PIB do que o previsto nas projecções apresentadas. A correcção dos desequilíbrios macroeconómicos globais, em que assume especial

destaque o défice externo dos EUA, a contracção da procura interna da economia americana em sequência da evolução do mercado habitacional, nomeadamente, a evolução do crédito hipotecário de alto risco (*subprime*), e a possível apreciação do euro face ao dólar americano podendo conduzir a uma perda de competitividade das economias europeias são factores de risco que poderão conduzir a uma revisão do crescimento económico europeu e, adicionalmente, do crescimento económico português.

4 PROVEITOS PERMITIDOS PARA CADA ACTIVIDADE

4.1 PRESSUPOSTOS

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

Definem-se os principais pressupostos utilizados no cálculo dos proveitos permitidos para 2008 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.

Os valores dos proveitos permitidos para 2008 para as actividades das empresas reguladas são calculados com base em valores pressupostos para as seguintes variáveis:

- Taxa de inflação, medida através do deflator do PIB.
- Índice de Preços Implícitos no Consumo Privado.
- Taxa de câmbio euro/dólar.

TAXA DE INFLAÇÃO

O deflator do PIB é um instrumento utilizado para medir a inflação registada em determinado espaço económico. Trata-se de um indicador de periodicidade anual que integra os preços de todos os bens e serviços que existem numa economia.

De facto, o deflator do PIB, não sendo um cabaz fixo de bens e serviços como o Índice de Preços no Consumidor, faz com que sejam automaticamente reflectidas na inflação medida todas as alterações aos padrões de consumo, assim como a introdução de novos bens e serviços.

Deste modo, e sendo a energia eléctrica um bem que entra nas mais diversas fases do ciclo de vida dos produtos, bens e serviços de uma economia, ou seja, destinando-se simultaneamente ao consumo intermédio e ao consumo final, há vantagem em considerar o deflator do PIB como o instrumento que mede a inflação, já que no PIB se reflectem todas as relações económicas estabelecidas na economia, assim como todos os efeitos, nomeadamente o efeito preço.

O deflator do PIB é utilizado para actualizar os custos, os proveitos e os investimentos para o ano de 2008.

As previsões de organismos internacionais e nacionais para o deflator do PIB, para Portugal, são apresentadas no Quadro 4-1.

Quadro 4-1 - Previsões para o deflator do PIB

Unidade: %

	INE	CE	OCDE	MF	FMI
2006 ^[1]	2,9	2,9	2,9	2,3	3,1
2007		2,9	2,8	2,9	3,0
2008		2,4	1,8	2,7	2,4

Nota: ^[1] Os valores de 2006 do INE, CE e OCDE são valores reais, os dos restantes organismos correspondem a previsões efectuadas.

Fonte: CE - "European Economy" - previsões outono 2007; OCDE - "Economic Outlook, n.º 81 - Maio/2007"; MF - Proposta de Orçamento do Estado para 2008, Outubro/2007 ; FMI - World Economic Outlook, Outubro/2007.

As previsões das empresas encontram-se sintetizadas no Quadro 4-2.

Quadro 4-2 - Previsões das empresas para o deflator do PIB

Unidade: %

	REN	EDP Distribuição	EDP Serviço Universal	EDA	EEM
2007	2,2	2,6	2,6	2,6	2,6
2008	2,1	2,6	2,6	2,6	2,3

A taxa de inflação adoptada pela ERSE para 2008, de 2,7%, corresponde à previsão do Ministério das Finanças e da Administração Pública, no âmbito do Orçamento do Estado para 2008.

ÍNDICE DE PREÇOS IMPLÍCITOS NO CONSUMO PRIVADO

De acordo com o estabelecido nos Artigos 138.º, 141.º e 144.º do Regulamento Tarifário, a variação do Índice de Preços Implícitos no Consumo Privado é utilizado para limitar os acréscimos tarifários das tarifas de Venda a Clientes Finais resultantes da convergência para tarifas aditivas.

O Índice de Preços Implícitos no Consumo Privado (IP) é um indicador mais adequado que o Índice de Preços ao Consumidor (IPC) para limitar estes acréscimos dos preços da energia, 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.
- O IPC é calculado tendo em conta um conjunto de bens e serviços representativos do cabaz de compras de uma família de rendimentos médios, nos quais se incluem, unicamente, os preços de energia eléctrica das opções de BTN inferiores ou iguais a 20,7 kVA.

As previsões de organismos internacionais e nacionais para o Índice de Preços Implícitos no Consumo Privado, para Portugal, são apresentadas no Quadro 4-3.

Quadro 4-3 - Previsões para o Índice de Preços Implícitos no Consumo Privado

Unidade: %

	INE	CE	OCDE	MF
2006 ^[1]	3,3	3,3	3,3	2,7
2007		2,4	2,0	2,2
2008		2,4	2,1	2,2

Nota: ^[1] Os valores de 2006 do INE, CE e OCDE são valores reais, os MF correspondem a previsões efectuadas em 2006.

Fonte: CE - "European Economy" - previsões outono 2007; OCDE - "Economic Outlook, n.º 81 - Outubro/2007"; MF - Programa de Estabilidade e Crescimento para 2006-2010, Dezembro/2006.

O valor adoptado pela ERSE para o Índice de Preços Implícitos no Consumo Privado para 2008 corresponde à previsão disponível do Ministério das Finanças e da Administração Pública, no âmbito do Programa de Estabilidade e Crescimento para 2006-2010, de Dezembro de 2006, a qual se encontra dentro do intervalo de valores previstos pelas duas previsões mais recentes da CE e da OCDE.

CÂMBIO DO EURO FACE AO DÓLAR

É ainda necessário prever a taxa de câmbio do Euro face ao Dólar, taxa necessária para converter os preços previstos dos combustíveis para a produção de energia eléctrica para a moeda nacional.

As previsões de organismos internacionais e nacionais para a taxa de câmbio encontram-se sintetizadas no quadro seguinte.

Quadro 4-4 - Previsões para taxa de câmbio do Euro face ao Dólar

	CE	OCDE	MF
2007	1,33	1,342	1,27
2008	1,34	1,353	1,27

Fonte: CE - "European Economy - Interim forecast", Setembro 2006; OCDE - "Economic Outlook, n.º 81", Maio/2007; MF - Programa de Estabilidade e Crescimento para 2006-2010, Dezembro/2006.

As taxas de câmbio implícitas nas previsões dos custos com aquisição de energia eléctrica enviadas pela REN são as seguintes:

Quadro 4-5 - Previsões da REN para a taxa de câmbio do Euro face ao Dólar

	REN
2007	1,27
2008	1,27

A taxa de câmbio euro/dólar utilizada pela ERSE, para 2008, corresponde à previsão disponível do Ministério das Finanças e da Administração Pública, no âmbito do Programa de Estabilidade e Crescimento para 2006-2010, de Dezembro de 2006. Este valor coincide com o valor utilizado pela REN nas suas previsões.

4.2 BALANÇO DE ENERGIA ELÉCTRICA

4.2.1 BALANÇO DE ENERGIA ELÉCTRICA PARA O CONTINENTE

Em Junho de 2007, a REN, a EDP Distribuição e a EDP Serviço Universal enviaram as estimativas de consumo para 2007 e previsões para 2008 com diferenças ao nível do consumo referido à emissão e com pressupostos diferentes no que diz respeito a entregas aos clientes no mercado liberalizado. O balanço de energia eléctrica para Portugal continental, considerado pela ERSE para o cálculo das tarifas para o ano de 2008, consta no Quadro 4-6 e no Quadro 4-7.

A análise dos valores enviados e a sua comparação com outras previsões efectuadas pelas empresas é apresentada no documento anexo “Análise do desempenho e das previsões das empresas reguladas”. Na sequência desta análise, a ERSE considerou um balanço de energia eléctrica no qual aceitou:

- O valor da taxa de perdas nas redes de distribuição⁴ de 8,30% para 2007 e 8,22% para 2008⁵.
- O consumo referido à emissão de 52 897 GWh para 2008, tendo em conta as previsões de fornecimentos a clientes no mercado regulado e no mercado liberalizado, por nível de tensão, enviadas pela EDP Distribuição, em Junho de 2006.
- Os fornecimentos a clientes do mercado regulado, por nível de tensão, de acordo com o previsto pela EDP Serviço Universal.
- As previsões da EDP Serviço Universal para as entregas dos produtores em regime especial e para as aquisições no OMIP.

CONSUMO REFERIDO À EMISSÃO

O valor do consumo referido à emissão considerado pela ERSE para o ano de 2008 reflecte um acréscimo face ao real de 2006 de cerca de 3,7% ao ano, significando que após o abrandamento verificado em 2002, e os acréscimos superiores a 5% ao ano nos anos seguintes, o crescimento do consumo apresentará de novo taxas de crescimento mais moderadas.

As taxas de crescimento dos consumos verificadas entre 2003 e 2006 resultam, em parte, do consumo dos autoprodutores que, na sequência da publicação da Portaria 399/2002, deixaram de ser obrigados a

⁴ Taxa de perdas nas redes de distribuição = perdas na rede de distribuição / fornecimentos a clientes finais (excluindo fornecimentos em MAT).

⁵ Parâmetros do incentivo à redução de perdas fixados pela ERSE para o período de regulação 2006-2008.

consumir parte da energia eléctrica que produzem optando por a entregarem na rede pública, passando a consumir energia eléctrica a partir desta.

As perspectivas pouco optimistas para a evolução da actividade económica associada à dissipação de alguns efeitos extraordinários (temperatura e dias úteis, recuperação de facturação e alteração do critério no cálculo da energia em contadores) implicam um crescimento no consumo total de electricidade em Portugal continental de 3,7 % ao ano, de 2006 a 2008, e continuando a prever-se uma redução do autoconsumo até atingir um valor residual em 2008⁶.

Os quadros seguintes sintetizam os valores do balanço de energia eléctrica considerados. Apresentam-se também os valores do balanço de energia eléctrica previstos pelas empresas e a evolução dos valores do balanço ao longo do período 1996 a 2006.

Quadro 4-6 - Previsões da emissão para a rede pública em Portugal continental para 2007 e 2008

	2006 GWh	2007 GWh	2007/2006 Δ%	2008 GWh	2008/2007 Δ%	2006-2008 t.c.m.a %
Real	49 177					
Previsões ERSE em 2005 para tarifas 2006	49 476	51 459	4,0%	53 510	4,0%	4,0%
Previsões ERSE em 2006 para tarifas 2007	49 500	51 447	3,9%			
Previsões REN - Junho 07		50 344	2,4%	52 450	4,2%	3,3%
Previsões EDP Dist - Junho 07 ^[1]		51 116	3,9%	52 897	3,5%	3,7%
Previsões mensais da REN - Setembro		50 055	1,8%	51 699	3,3%	2,5%

Nota: [1] Valores enviados pela EDP Distribuição ao nível dos fornecimentos aos clientes ajustado para a entrada da rede de distribuição com o nível de referência de perdas fixado pela ERSE, adicionado da compensação síncrona, consumos próprios da REN e perdas do transporte.

⁶ As hipóteses adoptadas pela EDP distribuição implicam uma redução da percentagem do autoconsumo no consumo total do continente de 3,7% em 2005 para 1,7% em 2008.

Quadro 4-7 - Previsões da procura de electricidade na rede pública em Portugal continental para 2007 e 2008

Unidade: GWh

RUBRICAS	Real		Proposta EDP DISTRIBUIÇÃO Junho 2007		ERSE Tarifas 2008		ERSE - Empresa Tarifas 2008	
	2005	2006	2007	2008	2007	2008	2007	2008
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO	47 259	48 617	50 364 3,6%	52 078 3,4%	50 339 3,6%	52 016 3,3%	-25	-62
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	3 439 8,09%	3 168 7,19%	3 765 8,35%	3 891 8,35%	3 740 8,30%	3 829 8,22%	-25	-62
- Consumos Próprios	25	0			0	0	0	0
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO COMERCIALIZADOR REGULADO E A CLIENTES NO MERCADO	43 797	45 459	46 599	48 187	46 599	48 187	0	0
(Variação média anual)		3,8%	2,5%	3,4%	2,5%	3,4%		
BT (Variação média anual)	23 610	24 149 2,3%	24 728 2,4%	25 493 3,1%	24 728 2,4%	25 493 3,1%	0	0
Clientes do comercializador de último recurso (Variação média anual)	22 660	22 946 1,3%	23 478 2,3%	24 091 2,6%	23 478 2,3%	24 091 2,6%	0	0
Clientes no mercado (Variação média anual)	951	1 203 26,5%	1 250 4,0%	1 402 12,2%	1 250 4,0%	1 402 12,2%	0	0
MT (Variação média anual)	13 580	14 422 6,2%	14 564 1,0%	15 186 4,3%	14 564 1,0%	15 186 4,3%	0	0
Clientes do comercializador de último recurso (Variação média anual)	5 091	8 603 69,0%	10 660 23,9%	10 854 1,8%	10 660 23,9%	10 854 1,8%	0	0
Clientes no mercado (Variação média anual)	8 489	5 820 -31,4%	3 904 -32,9%	4 332 11,0%	3 904 -32,9%	4 332 11,0%	0	0
AT (Variação média anual)	5 305	5 470 3,1%	5 772 5,5%	5 908 2,4%	5 772 5,5%	5 908 2,4%	0	0
Clientes do comercializador de último recurso (Variação média anual)	5 149	5 372 4,3%	5 762 7,3%	5 908 2,5%	5 762 7,3%	5 908 2,5%	0	0
Clientes no mercado (Variação média anual)	157	98 -37,1%	10 -89,8%	0 -100,0%	10 -89,8%	0 -100,0%	0	0
MAT (Variação média anual)	1 302	1 417 8,9%	1 535 8,3%	1 600 4,2%	1 535 8,3%	1 600 4,2%	0	0
Clientes do comercializador de último recurso (Variação média anual)	1 265	1 377 8,9%	1 532 11,3%	1 600 4,4%	1 532 11,3%	1 600 4,4%	0	0
Clientes no mercado (Variação média anual)	37	41 8,6%	3 -92,6%	0 -100,0%	3 -92,6%	0 -100,0%	0	0

Quadro 4-8 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura

Unidade: GWh

RUBRICAS	Proposta EDP Serviço Universal Junho 2007		ERSE Tarifas 2008		ERSE - Empresa 2007	
	2007	2008	2007	2008	2007	2008
+ Energia comprada no mercado (exclui OMIP)	31 164	29 102	31 166	29 066	2	-36
+ OMIP	2 618	3 689	2 618	3 689		
+ Produção em regime especial	11 066	13 165	11 066	13 165	0	0
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	3 416 8,56%	3 503 8,57%	3 415 8,56%	3 467 8,49%	-1	-36
= VENDAS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO	41 432	42 453	41 432	42 453	0	0
(Variação média anual)		8,2%		2,5%		

Quadro 4-9 - Evolução da procura de electricidade na rede pública em Portugal continental
– Valores 1996 - 2006

RUBRICAS	Verificado										
	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Unidade: GWh											
+ Produção líquida das centrais detentoras de CAE	27 611	26 655	30 956	34 410	34 493	36 921	36 121	36 157	31 047	29 812	29 812
+ Produtores em regime especial + EDIA	1 519	1 774	1 963	2 295	2 469	2 557	2 820	3 688	4 566	6 621	6 628
+ Aquisições no âmbito da parcela livre	782	732	718	447	617	890	1 322	1 999	2 934	903	903
+ Importações líquidas para clientes do Comercializador Regulado	1 111	2 899	272	-858	931	-141	98	-1 229	522	1 389	2 976
+ Entregas para clientes não vinculados (entrada da REN)						547	1 019	4 299	7 239	10 528	7 450
+ Vendas líquidas do ACS e desvios	0	0	0	0	2	-270	-43	-1 369	-399	-743	2 030
- Bombagem	137	100	101	491	558	485	670	485	408	564	622
= EMISSÃO PARA A REDE PÚBLICA	30 886	31 961	33 808	35 803	37 953	40 018	40 667	43 060	45 501	47 946	49 177
(Variação média anual)	5,5%	3,5%	5,8%	5,9%	6,0%	5,4%	1,6%	5,9%	5,7%	5,4%	2,6%
- Perdas na rede de Transporte	701	601	602	665	680	713	717	738	677	648	562
(perdas/emissão)	2,3%	1,9%	1,8%	1,9%	1,79%	1,78%	1,76%	1,71%	1,49%	1,35%	1,14%
- Compensação síncrona	29	32	30	41	39	34	38	32	35	29	17
- Perdas na rede de Distribuição	2 648	2 570	2 757	2 756	2 877	3 191	2 948	3 258	3 451	3 439	3 168
(perdas/fornecimentos)	8,9%	8,2%	8,3%	8,74%	8,58%	9,05%	8,18%	8,61%	8,61%	8,09%	7,19%
- Consumos Próprios	51	37	40	44	34	35	32	46	38	38	13
- Acertos UGS, URT									0	0	0
- PRE não facturada mas incluída no consumo								25	-18	6	-24
+ Vendas da EDP Distribuição a produtores do SEP e SENV								13	13	19	5
+ Diferenças no balanço de energia eléctrica REN/EDP Distribuição								-12	-8	-6	13
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO COMERCIALIZADOR REGULADO E A CLIENTES NO MERCADO	27 456	28 702	30 379	32 297	34 322	36 045	36 931	38 962	41 321	43 797	45 459
(Variação média anual)	5,8%	4,5%	5,8%	6,3%	6,3%	5,0%	2,5%	5,5%	6,1%	6,0%	3,8%
BT	14 791	15 460	16 351	17 794	18 901	19 904	20 505	21 512	22 518	23 610	24 149
(Variação média anual)	7,2%	4,5%	5,8%	8,8%	6,2%	5,3%	3,0%	4,9%	4,7%	4,9%	2,3%
Clientes do Comercializador Regulado	14 791	15 460	16 351	17 794	18 901	19 904	20 505	21 512	22 484	22 660	22 946
(Variação média anual)	7,2%	4,5%	5,8%	8,8%	6,2%	5,3%	3,0%	4,9%	4,5%	0,8%	1,3%
Clientes no mercado	0	0	0	0	0	0	0	0	33	951	1 203
(Variação média anual)											
MT	9 044	9 583	10 188	10 648	11 234	11 703	11 970	12 536	13 187	13 580	14 422
(Variação média anual)	4,5%	6,0%	6,3%	4,5%	5,5%	4,2%	2,3%	4,7%	5,2%	3,0%	6,2%
Clientes do Comercializador Regulado	9 044	9 583	10 188	10 648	11 101	11 359	11 193	8 601	6 506	5 091	8 603
(Variação média anual)	4,5%	6,0%	6,3%	4,5%	4,3%	2,3%	-1,5%	-23,2%	-24,4%	-21,8%	69,0%
Clientes no mercado	0	0	0	0	133	344	776	3 935	6 680	8 489	5 820
(Variação média anual)					158,6%	125,7%	406,8%	69,8%	27,1%	-31,4%	
AT	2 933	2 989	3 107	3 096	3 411	3 641	3 581	3 794	4 395	5 305	5 470
(Variação média anual)	3,7%	1,9%	3,9%	-0,3%	10,2%	6,7%	-1,6%	6,0%	15,8%	20,7%	3,1%
Clientes do Comercializador Regulado	2 933	2 989	3 107	3 096	3 328	3 465	3 400	3 681	4 340	5 149	5 372
(Variação média anual)	3,7%	1,9%	3,9%	-0,3%	7,5%	4,1%	-1,9%	8,3%	17,9%	18,6%	4,3%
Clientes no mercado	0	0	0	0	83	176	182	114	55	157	98
(Variação média anual)											
MAT	689	671	734	759	776	797	875	1 120	1 222	1 302	1 417
(Variação média anual)	2,7%	-2,6%	9,4%	3,5%	2,2%	2,7%	9,8%	28,0%	9,1%	6,6%	8,9%
Clientes do Comercializador Regulado	689	671	734	759	776	797	875	1 120	1 222	1 265	1 377
(Variação média anual)	2,7%	-2,6%	9,4%	3,5%	2,2%	2,7%	9,8%	28,0%	9,1%	3,5%	8,9%
Clientes no mercado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	37	41
(Variação média anual)											
Afectação a Tarifas REN	30 429	31 522	33 287	35 094	37 229	39 266	39 924	42 309	44 808	47 268	48 634
Energia afectada à TUGS e TURT	28 102	30 761	32 526	34 610	36 215	37 819	37 615	36 062	34 793	36 071	38 884
Energia afectada à TEP	28 585	29 454	31 127	33 061	34 867	36 024	35 476	33 056	30 716	29 906	30 422
Energia afectada à AEE											

CONSUMO E NÚMERO DE CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO

A projecção dos consumos e do número de clientes no mercado liberalizado para o ano de 2008 pode ser fundamentada na análise da seguinte informação:

- Número de clientes em actividade no mercado liberalizado e respectivos consumos anuais expectáveis em função dos consumos médios mensais.
- Repartição do número de clientes no mercado liberalizado por nível de tensão e a sua evolução temporal.
- Repartição do consumo reportado aos clientes no mercado liberalizado por nível de tensão e a sua evolução temporal.
- Consumos trimestrais dos clientes no mercado liberalizado efectivamente ocorridos.
- Peso relativo do consumo efectivo de clientes no mercado liberalizado no consumo global de Portugal continental.

Desde logo, mantendo esta perspectiva evolutiva, ressalta a evidência de uma redução do peso global do mercado liberalizado no conjunto do mercado português. Esta tendência, fortemente associada com a falta de competitividade dos preços no mercado face aos valores das tarifas reguladas, não é uma singularidade do mercado português, tendo ocorrido um processo similar em Espanha, mercado com o qual se está a implementar o MIBEL.

Por outro lado, o desenvolvimento recente do mercado liberalizado é marcado por dois factos de evidente relevância, que ajudam a contextualizar o que poderá ser o desenvolvimento deste mercado até final de 2008. Esses factos são:

- A abertura total do mercado português, com a elegibilidade efectiva a ser alargada aos clientes em baixa tensão normal a partir de 4 de Setembro de 2006.
- A participação dos agentes portugueses na negociação no mercado diário do MIBEL, a partir de 1 de Julho de 2007.

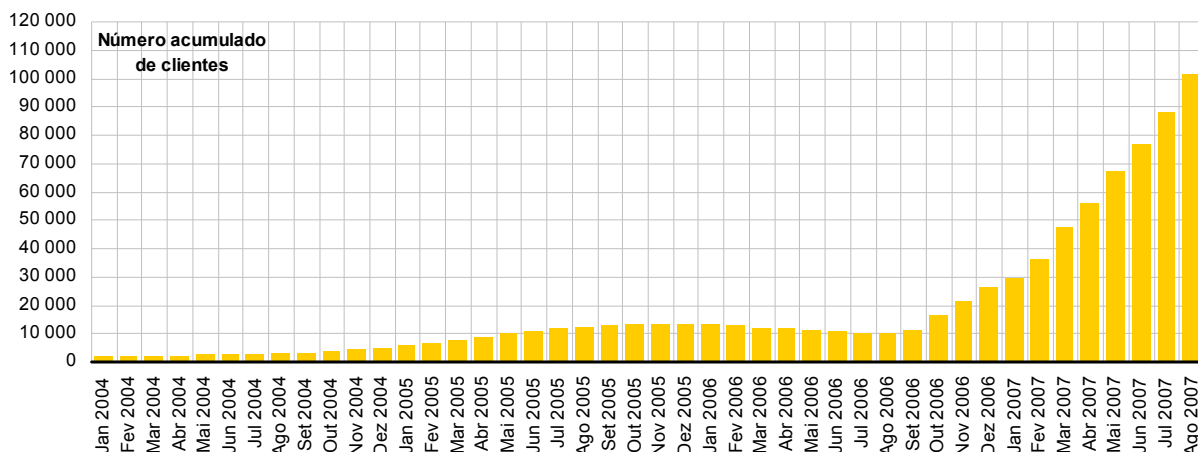
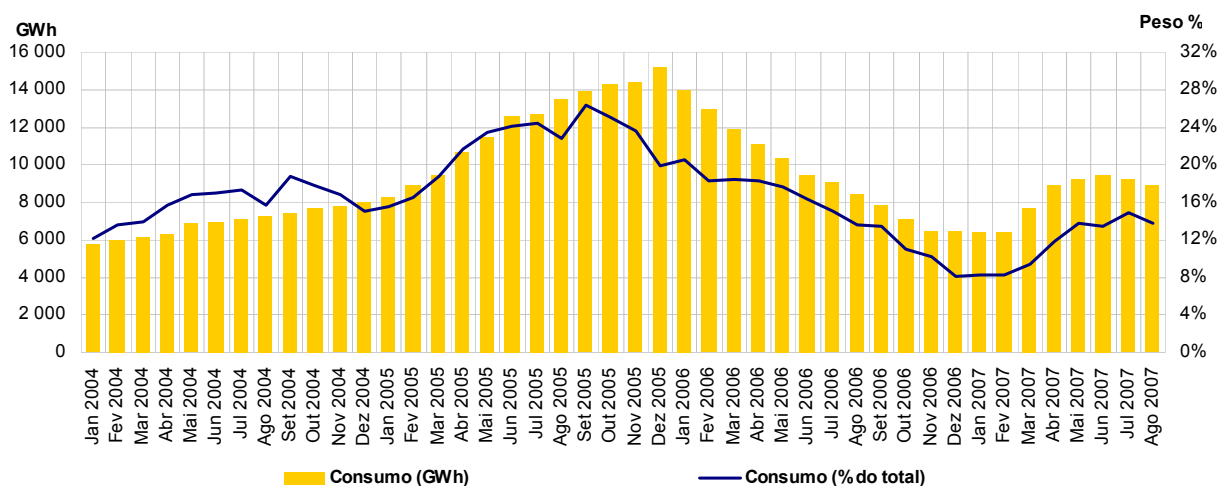
O primeiro factor determina, desde logo, um crescimento muito significativo do mercado liberalizado em número de clientes, com um consumo médio muito reduzido face ao que ocorreu até Setembro de 2006. O segundo dos factores veio acarretar que, por um lado, o preço do mercado grossista, para efeitos de referência de participação no mercado liberalizado passa a ser o que se forma no mercado diário e, sempre que tal aconteça, o que decorre da separação de mercados e se aplica à área portuguesa do MIBEL; e que, por outro lado, o nível de utilização da interligação entre Portugal e Espanha se tenha intensificado, sobretudo no sentido importador.

Numa perspectiva evolutiva, em final de Agosto de 2007, mais de 100 000 clientes registavam consumo no âmbito do mercado liberalizado, o que representou um crescimento de cerca de 920% face ao mês homólogo de 2006 e que se justifica quase exclusivamente pela entrada de clientes em baixa tensão normal.

Apesar desta evolução exponencial do número de clientes, a evolução dos consumos no mercado liberalizado, apesar de positiva entre Agosto de 2006 e Agosto de 2007, apresenta valores bastante mais reduzidos, cifrando-se em cerca de 5% de crescimento ao nível do consumo médio anual dos clientes no mercado liberalizado. Este consumo anual reportado aos clientes no mercado liberalizado ascendia a cerca de 8 860 GWh em final de Agosto de 2007, que, ainda assim, representou uma descida de cerca de 37% face ao valor que se apurava para final de 2005.

Conjugando os valores de consumo anual e de número de clientes, no final do mencionado mês de Agosto de 2006, os clientes no mercado liberalizado apresentavam um valor de consumo médio anual de aproximadamente 87,5 MWh, bastante inferior aos 1 147 MWh registados em final de 2005 e aos 1 659 MWh que se verificavam no final de 2004. Esta evolução reflecte a entrada no mercado liberalizado do conjunto de clientes em baixa tensão normal, bem como alguma perda em número e consumo de clientes nos restantes níveis de tensão.

A evolução mensal do número acumulado de clientes no mercado liberalizado desde 2004, já deduzido do número de clientes que mudaram para o comercializador regulado, consta da Figura 4-1. Por outro lado, a Figura 4-2 apresenta a evolução do consumo médio anual atribuído a clientes no mercado liberalizado, desde o início de 2004, bem como a evolução do peso relativo do mercado liberalizado em termos do consumo global realizado em Portugal continental.

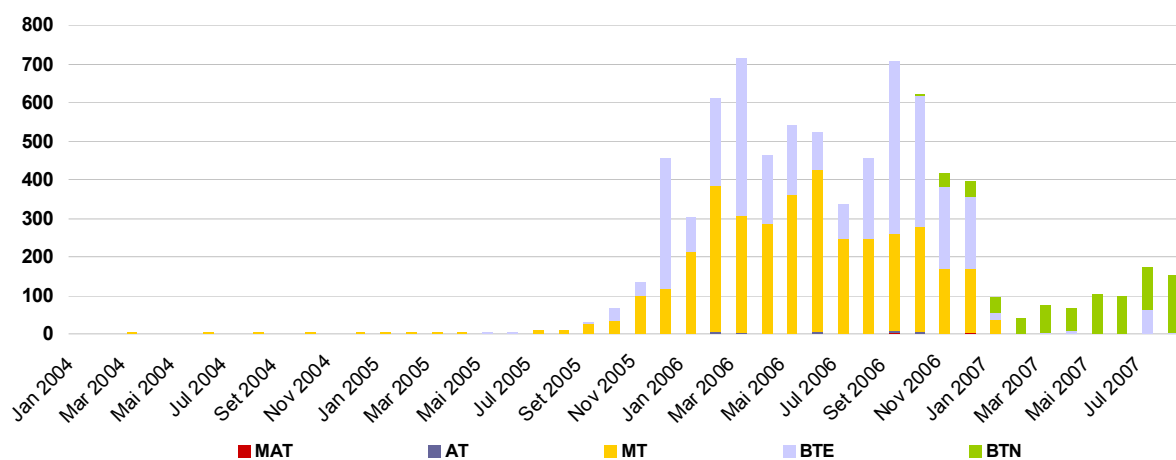
Figura 4-1 - Número acumulado de clientes no mercado liberalizado**Figura 4-2 - Consumo anual no mercado liberalizado e respectivo peso no consumo total**

A Figura 4-1 permite observar um acréscimo no número de clientes no mercado liberalizado até final de 2005, assistindo-se a uma fase posterior de redução do número de clientes a optarem por consumos no mercado liberalizado, que durou temporalmente até Setembro de 2006, mês a partir do qual os clientes em baixa tensão normal passaram a poder aceder ao mercado liberalizado, o que veio sustentar o crescimento muito significativo que se vem registando até Agosto de 2007.

O consumo anual que se reporta aos clientes no mercado liberalizado segue tendência idêntica ao do número de clientes até final de 2005, sendo, contudo, registada uma quebra continuada durante todo o ano de 2006, com uma inflexão a partir de início de 2007, mas que, em face da informação mais recente, começa a dar mostras de se ter esgotado.

No sentido de melhor compreender a evolução do mercado liberalizado, importa analisar a estrutura das saídas para o mercado regulado por nível de tensão. Essa análise está patente na Figura 4-3, de onde se pode observar que, entre final de 2005 e início de 2007, se assistiu a um movimento de saídas do mercado liberalizado relativamente significativo e assente em clientes de média tensão e de baixa tensão normal. A evolução mais recente parece ter esbatido esta tendência, observando-se ao longo do último semestre de informação alguma tendência para um novo aumento do número de saídas, mas que se centram agora mais no segmento de clientes em baixa tensão normal.

Figura 4-3 - Número de saídas do mercado liberalizado por nível de tensão

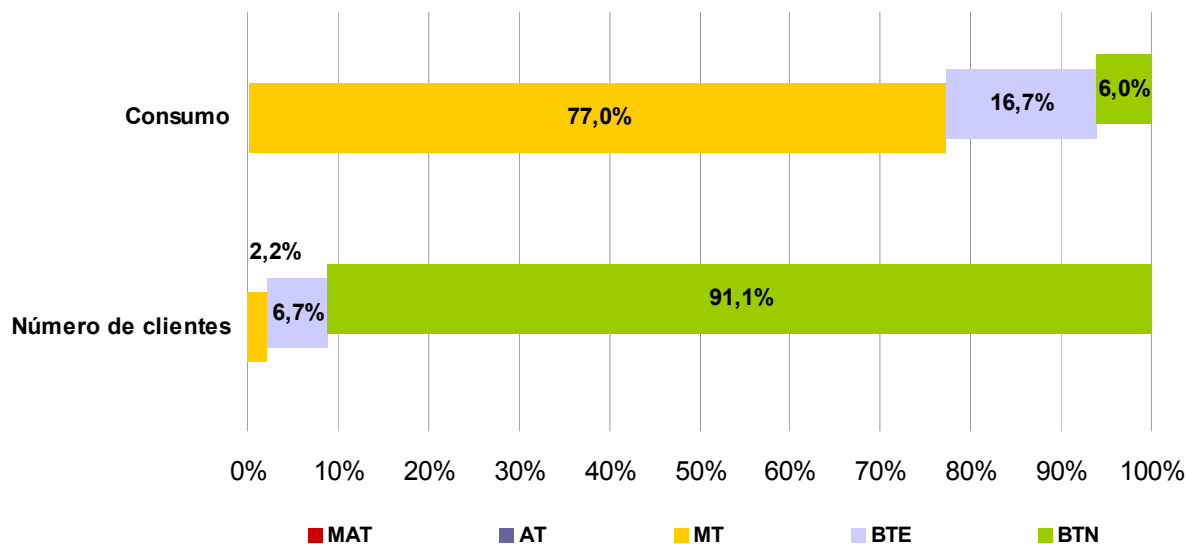


A Figura 4-4 explicita a repartição, quer do número de clientes no mercado liberalizado, quer dos respectivos consumos anuais, por nível de tensão. Nessa mesma figura é observável que mais de 91% dos clientes no mercado liberalizado respeitam já a instalações consumidoras em baixa tensão normal, cujo consumo anual global não excede 6% do consumo total anual dos clientes no mercado liberalizado.

Ao invés, o número de clientes em MT aproxima-se de 2,2% do número total de clientes no mercado liberalizado, mas o seu consumo já representa 77% do consumo total anual dos clientes no mercado liberalizado no final de Agosto de 2007.

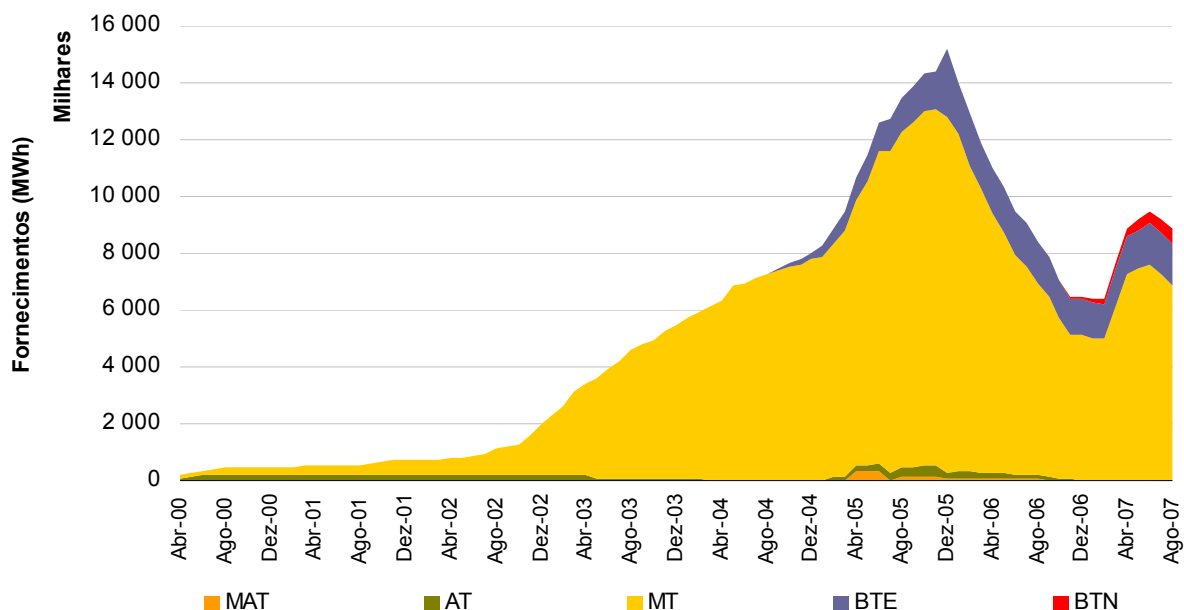
Figura 4-4 - Repartição do número de clientes no mercado liberalizado e respectivo consumo anual por nível de tensão

Final de Agosto de 2007

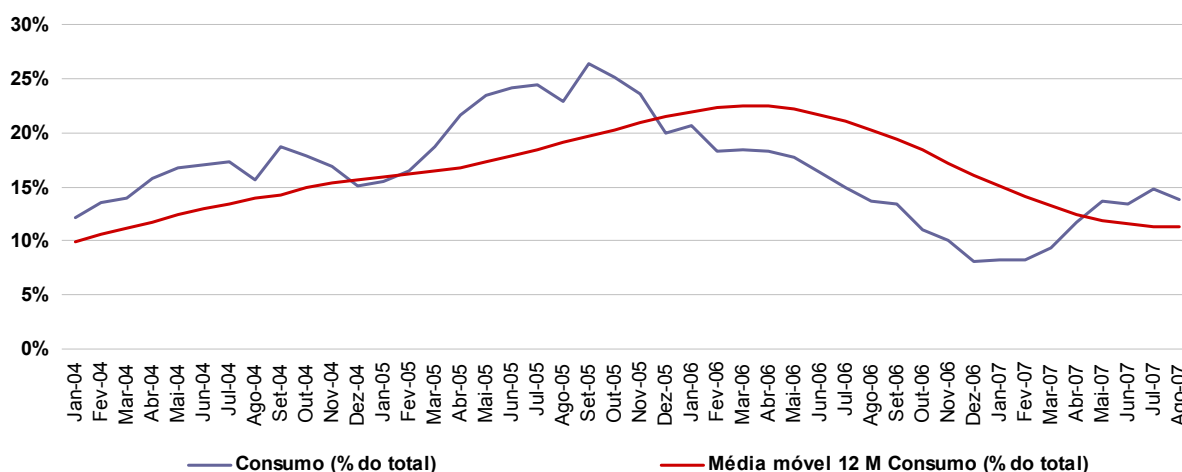


Fonte: EDP Distribuição (gestão do processo de mudança de fornecedor)

Na Figura 4-5 apresenta-se a evolução da estrutura de fornecimentos no mercado liberalizado por nível de tensão, sendo possível observar que o peso dos consumos dos clientes em média tensão é, no final de Agosto de 2007 pouco mais de metade do que representou no terceiro trimestre de 2005, altura em que atingiu o máximo. Por outro lado, o valor dos consumos de clientes em baixa tensão normal começam a ganhar alguma expressão, embora se mantenham a níveis reduzidos no fornecimento total ao mercado liberalizado.

Figura 4-5 - Evolução da estrutura de fornecimentos no mercado liberalizado por nível de tensão

A evolução do peso relativo do consumo efectuado no mercado liberalizado no consumo total realizado em Portugal continental é apresentada na Figura 4-6. Nesta figura pode observar-se igualmente o comportamento da média móvel do peso relativo do consumo no mercado liberalizado num período de 12 meses, sendo possível extrair uma linha de tendência evolutiva menos volátil que a evolução mensal.

Figura 4-6 - Evolução do peso relativo do mercado liberalizado no consumo total

Com base na informação disponível, poderá concluir-se por uma relativa estabilização do peso relativo do mercado liberalizado nos últimos três meses de informação disponível e tendo em conta a série de média móvel de 12 meses. Contudo, a série mensal evidencia alguma tendência para decréscimo que se pode associar a alguns factores já mencionadas anteriormente, nomeadamente o início do

funcionamento do mercado diário e a saturação que se tem verificado na utilização da interligação. Esta situação reflecte-se ao nível do mercado liberalizado através da limitação à capacidade de importação dos agentes que actuam no mercado retalhista doméstico e que aqui não possuem capacidade instalada de produção.

Cruzando os elementos atrás expostos, as estimativas da ERSE quanto ao consumo dos clientes no mercado liberalizado em 2008 e respectivo número, apontam no sentido de alguma diminuição do consumo global realizado no mercado liberalizado, pese embora o continuado crescimento do número de clientes, fundamentalmente em baixa tensão normal. Estas estimativas, no global situam-se próximas das estimativas apresentadas pela EDP Distribuição.

A ERSE, na formulação das suas estimativas e na posterior confrontação com as estimativas apresentadas pela EDP Distribuição, ponderou, designadamente, os seguintes aspectos:

- Em termos de número de clientes, a ERSE considerou uma cadência de entrada no mercado liberalizado para o segmento de baixa tensão normal dentro da que se tem verificado desde que se produziu a abertura de mercado efectiva a este tipo de clientes. Para os restantes níveis de tensão, a ERSE estima uma redução do número de clientes em média tensão e uma relativa estagnação do número de clientes em baixa tensão especial.
- Ainda em termos do número de clientes, para os níveis de tensão em MAT e em AT, estima-se uma redução quase total do número destes clientes a consumir no mercado liberalizado, tendo por base o que já se evidencia da evolução mais recente.
- No que respeita aos consumos no mercado liberalizado, a estimativa da ERSE incorpora a estimativa quanto ao número de clientes, bem como uma tendência de relativa estabilidade dos consumos médios por cada nível de tensão.

Dessa forma, considerando a ERSE globalmente aceitável a estimativa da EDP Distribuição, os valores estimados para 2008 do número de clientes e respectivos consumos dos clientes no mercado liberalizado são sintetizados no Quadro 4-10.

Quadro 4-10 - Estimativa de número de clientes no mercado liberalizado e respectivo consumo em 2008

Nível de tensão	Final de 2008	
	N.º de clientes	Consumo (GWh)
MAT	0	0
AT	0	0
MT	2 420	4 332
BTE	3 776	765
BTN	232 338	637
Total	238 534	5 734

4.2.2 BALANÇO DE ENERGIA ELÉCTRICA PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Em Junho de 2007, a Empresa de Electricidade dos Açores, SA (EDA) enviou a estimativa do balanço de energia eléctrica para 2007 e previsão para 2008. A análise dos valores enviados consta do documento anexo “Análise do desempenho e das previsões das empresas reguladas”.

Na sequência desta análise, a ERSE considerou aceitar os valores enviados pela empresa, segundo os quais a EDA prevê uma desaceleração nas taxas de crescimento da procura em cerca de 1,9 pontos percentuais, relativamente ao ocorrido no período de 1997 a 2006, período em que se verificou um crescimento médio do consumo referido à emissão de 7,3% ao ano. As taxas de crescimento do consumo referido à emissão ocorridas em 2005 e 2006 reflectem o fornecimento a novos clientes ligados em MT, em 2005, de que são exemplo a Base das Lajes, na Terceira, e uma fábrica de lacticínios, na Graciosa. As taxas de crescimento dos consumos, para 2007 e 2008, consideram que estes clientes já se encontram a consumir em regime cruzeiro.

O quadro seguinte sintetiza os valores do balanço de energia eléctrica da Região Autónoma dos Açores (RAA), adoptado pela ERSE para cálculo das tarifas para 2008. Apresenta-se também a evolução dos valores do balanço de energia eléctrica ao longo do período 1997-2006.

Quadro 4-11 - Balanço de energia eléctrica da EDA

Unidade: MWh

RUBRICAS	Real										Proposta EDA Junho/2007		ERSE Tarifas 2008 ^[2]
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	
EMISSÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA (Variação média anual)	403 864	440 612 9,1%	474 758 7,7%	505 511 6,5%	544 297 7,7%	586 605 7,8%	625 934 6,7%	684 706 9,4%	732 207 6,9%	762 369 4,1%	801 033 5,1%	844 613 5,4%	844 613 5,4%
- Perdas nas redes (perdas/fornecimentos)	49 213 13,9%	53 739 13,9%	56 737 13,6%	54 780 12,2%	59 096 12,2%	60 494 11,5%	65 797 11,8%	62 685 10,1%	64 686 9,7%	59 200 8,4%	62 390 8,5%	65 765 8,5%	65 765 8,5%
- Consumos Próprios ^[1]	0	0	0	0	0	341	880	1 498	1 436	1 861	1 889	1 917	1 917
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA (Variação média anual)	354 651	386 873 9,1%	418 021 8,1%	450 731 7,8%	485 201 7,6%	525 770 8,4%	559 257 6,4%	620 523 11,0%	666 085 7,3%	701 308 5,3%	736 754 5,1%	776 931 5,5%	776 931 5,5%
BT (Variação média anual)	233 895	249 240 6,6%	264 987 6,3%	284 425 7,3%	307 807 8,2%	329 968 7,2%	362 442 9,8%	395 841 9,2%	412 651 4,2%	436 746 5,8%	457 933 4,9%	482 675 5,4%	482 675 5,4%
MT (Variação média anual)	120 756	137 633 14,0%	153 034 11,2%	166 306 8,7%	177 395 6,7%	195 802 10,4%	196 815 0,5%	224 682 14,2%	253 434 12,8%	264 562 4,4%	278 821 5,3%	294 256 5,5%	294 256 5,5%

Notas:

^[1] Exclui consumos próprios das centrais.^[2] Variações relativamente às estimativas da EDA para 2007.

4.2.3 BALANÇO DE ENERGIA ELÉCTRICA PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Em Junho de 2007, a EEM enviou estimativas do consumo para 2007 e previsões para 2008. A análise dos valores enviados consta do documento anexo “Análise do desempenho e das previsões das empresas reguladas”. Na sequência desta análise, a ERSE considerou aceitar os valores enviados pela empresa, que apontam para uma retoma em 2008, sendo que a taxa de crescimento do consumo referido à emissão de 2008 de 4,6%, próxima da taxa média anual entre 2004 e 2006. A estrutura de consumos é, igualmente próxima da estrutura média verificada nos últimos dois anos. Para 2008, a EEM prevê uma taxa de perdas de 9,2%, sendo esta taxa resultante da média do nível de perdas e fornecimentos verificados em 2003, 2004 e 2005.

O Quadro 4-12 sintetiza os valores do balanço de energia eléctrica da Região Autónoma da Madeira, adoptado pela ERSE para cálculo das tarifas para 2008. É igualmente apresentada a evolução dos valores verificados do balanço de energia eléctrica ao longo do período 1997-2006.

Quadro 4-12 - Balanço de energia eléctrica da EEM

RUBRICAS	Real										Proposta EEM Junho/2007		ERSE Tarifas 2008 ^[2]
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	
EMISSION PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM (Variação média anual)	482 070	523 144 8,5%	562 980 7,6%	607 470 7,9%	685 908 12,9%	732 328 6,8%	773 238 5,6%	834 442 7,9%	886 600 6,3%	914 660 3,2%	942 825 3,1%	985 846 4,6%	985 846 4,6%
- Perdas nas redes (perdas/fornecimentos)	64 000	55 244 15,3%	61 030 11,8%	57 760 12,2%	73 074 10,5%	67 519 11,9%	56 996 10,2%	71 075 8,0%	81 781 9,3%	80 390 10,2%	79 357 9,6%	82 978 9,2%	82 978 9,2%
- Consumos Próprios ^[1]	0	0	0	0	693	794	771	826	1 915	867	898	938	938
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM (Variação média anual)	418 070	467 900 11,9%	501 950 7,3%	549 710 9,5%	612 141 11,4%	664 015 8,5%	715 471 7,7%	762 541 6,6%	802 904 5,3%	833 402 3,8%	862 571 3,5%	901 930 4,6%	901 930 4,6%
BT (Variação média anual)	337 740	377 070 11,6%	408 450 8,3%	444 750 8,9%	492 970 10,8%	530 054 7,5%	570 940 7,7%	590 408 3,4%	628 624 6,5%	664 822 5,8%	688 091 3,5%	719 488 4,6%	719 488 4,6%
MT (Variação média anual)	80 330	90 830 13,1%	93 500 2,9%	104 960 12,3%	119 171 13,5%	133 961 12,4%	144 531 7,9%	172 133 19,1%	174 281 1,2%	168 580 -3,3%	174 480 3,5%	182 442 4,6%	182 442 4,6%

Notas:

^[1] Exclui consumos próprios das centrais.

^[2] Variações relativamente à estimativa para 2007 da EEM.

4.2.4 CONSUMOS E NÚMERO DE CONSUMIDORES DE ENERGIA ELÉCTRICA EM PORTUGAL

No Quadro 4-13 apresentam-se os consumos e o número de consumidores de energia eléctrica verificados em 2006 (2006R) e previstos nas tarifas para 2007 (2007T) e nas tarifas para 2008 (2008T) em Portugal continental, na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2008

Proveitos permitidos para cada actividade

Quadro 4-13 - Consumos e consumidores de energia eléctrica em Portugal

2006R	ENERGIA										CONSUMIDORES									
	SEP		SENV		RAA		RAM		TOTAL		SEP		SENV		RAA		RAM		TOTAL	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%
MAT	1 378	3,6%	41	0,6%	0	0,0%	0	0,0%	1 419	3,7%	18	0,0%	7	0,1%	0	0,0%	0	0,0%	25	0,0%
AT	5 356	14,0%	98	1,4%	0	0,0%	0	0,0%	5 455	14,3%	170	0,0%	8	0,1%	0	0,0%	0	0,0%	178	0,0%
MT	8 579	22,4%	5 820	81,3%	265	0,7%	169	0,4%	14 833	38,8%	18 278	0,3%	3 407	32,6%	615	0,5%	207	0,2%	22 507	0,4%
BT	22 939	60,0%	1 202	16,8%	437	1,1%	665	1,7%	25 243	66,0%	5 906 163	99,7%	7 042	67,3%	112 800	99,5%	128 293	99,8%	6 154 298	99,6%
BTE	2 303	6,0%	1 190	16,6%	22	0,1%	149	0,4%	3 663	9,6%	23 577	0,4%	7 042	67,3%	134	0,1%	832	0,6%	31 585	0,5%
BTN > 20.7 kVA / 17.25 kVA [EDA]	2 330	6,1%	13	0,2%	90	0,2%	80	0,2%	2 513	6,6%	65 911	1,1%	0	0,0%	3 900	3,4%	2 181	1,7%	71 992	1,2%
BTN < 20.7 kVA / 17.25 kVA [EDA]	16 908	44,2%	0	0,0%	294	0,8%	366	1,0%	17 568	45,9%	5 773 664	97,5%	0	0,0%	107 224	94,5%	123 793	96,3%	6 004 681	97,2%
IP	1 399	3,7%	0	0,0%	30	0,1%	70	0,2%	1 499	3,9%	43 011	0,7%	0	0,0%	1 542	1,4%	1 488	1,2%	46 041	0,7%
TOTAL	38 253	100,0%	7 161	100,0%	701	100,0%	834	100,0%	46 949	100,0%	5 924 628	100,0%	10 464	100,0%	113 415	100,0%	128 500	100,0%	6 177 007	100,0%

2007T	ENERGIA										CONSUMIDORES									
	SEP		SENV		RAA		RAM		TOTAL		SEP		SENV		RAA		RAM		TOTAL	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%
MAT	1 304	3,3%	89	1,3%	0	0,0%	0	0,0%	1 393	2,9%	14	0,0%	9	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	23	0,0%
AT	6 247	15,6%	62	0,9%	0	0,0%	0	0,0%	6 309	13,0%	186	0,0%	8	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	194	0,0%
MT	9 629	24,0%	4 731	70,3%	275	37,4%	196	21,7%	14 831	30,6%	19 742	0,3%	2 750	2,3%	681	0,6%	216	0,2%	23 389	0,4%
BT	22 938	57,2%	1 845	27,4%	461	62,6%	709	78,3%	25 952	53,5%	5 901 891	99,7%	118 797	97,7%	113 157	99,4%	130 824	99,8%	6 264 669	99,6%
BTE	2 195	5,5%	1 246	18,5%	21	2,8%	160	17,7%	3 622	7,5%	24 616	0,4%	5 999	4,9%	113	0,1%	819	0,6%	31 546	0,5%
BTN > 20.7 kVA / 17.25 kVA [EDA]	2 208	5,5%	97	1,4%	92	12,5%	83	9,2%	2 480	5,1%	64 197	1,1%	3 263	2,7%	3 725	3,3%	2 139	1,6%	73 323	1,2%
BTN <= 20.7 kVA / 17.25 kVA [EDA] e >2,3 kVA	16 760	41,8%	501	7,4%	305	41,4%	383	42,3%	17 949	37,0%	5 251 068	88,7%	109 535	90,1%	97 001	85,2%	123 893	94,5%	5 581 498	88,8%
BTN <= 2.3 kVA	344	0,9%	0	0,0%	12	1,6%	3	0,3%	359	0,7%	514 210	8,7%	0	0,0%	10 806	9,5%	2 415	1,8%	527 431	8,4%
IP	1 431	3,6%	0	0,0%	32	4,3%	79	8,8%	1 542	3,2%	47 800	0,8%	0	0,0%	1 512	1,3%	1 558	1,2%	50 870	0,8%
TOTAL	40 117	100,0%	6 727	100,0%	736	100,0%	905	100,0%	48 485	100,0%	5 921 833	100,0%	121 564	100,0%	113 838	100,0%	131 040	100,0%	6 288 275	100,0%

2008T	ENERGIA										CONSUMIDORES									
	SEP		SENV		RAA		RAM		TOTAL		SEP		SENV		RAA		RAM		TOTAL	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%	N.º	%
MAT	1 600	3,8%	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	1 600	3,2%	23	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	23	0,0%
AT	5 908	13,9%	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	5 908	11,8%	205	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	205	0,0%
MT	10 854	25,6%	4 332	75,5%	294	37,9%	182	20,2%	15 663	31,4%	20 336	0,3%	2 420	1,0%	641	0,6%	219	0,2%	23 616	0,4%
BT	24 091	56,7%	1 402	24,5%	483	62,1%	719	79,8%	26 695	53,5%	5 852 672	99,6%	236 114	99,0%	115 456	99,4%	134 525	99,8%	6 338 767	99,6%
BTE	2 887	6,8%	765	13,3%	21	2,7%	162	17,9%	3 834	7,7%	28 709	0,5%	3 776	1,6%	139	0,1%	872	0,6%	33 496	0,5%
BTN > 20.7 kVA / 17.25 kVA [EDA]	2 378	5,6%	110	1,9%	101	13,0%	87	9,6%	2 675	5,4%	65 181	1,1%	6 828	2,9%	4 047	3,5%	2 287	1,7%	78 343	1,2%
BTN <= 20.7 kVA / 17.25 kVA [EDA]	16 959	39,9%	527	9,2%	318	40,9%	393	43,6%	18 198	36,5%	5 216 834	88,8%	225 510	94,5%	101 597	87,5%	127 401	94,6%	5 671 341	89,1%
BTN <= 2.3 kVA	298	0,7%	0	0,0%	9	1,2%	3	0,3%	310	0,6%	492 873	8,4%	0	0,0%	9 673	8,3%	2 405	1,8%	504 951	7,9%
IP	1 569	3,7%	0	0,0%	34	4,4%	75	8,4%	1 678	3,4%	49 075	0,8%	0	0,0%	0	0,0%	1 560	1,2%	50 635	0,8%
TOTAL	42 453	100,0%	5 734	100,0%	777	100,0%	902	100,0%	49 866	100,0%	5 873 236	100,0%	238 534	100,0%	116 097	100,0%	134 744	100,0%	6 362 611	100,0%

4.3 ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT

A análise detalhada da informação económica enviada pela empresa para os anos de 2007 e 2008 é feita no documento “Análise do desempenho e das previsões das empresas reguladas” que se anexa. Nele é analisada, para cada uma das actividades reguladas da entidade concessionária da RNT, a evolução das principais rubricas de custos e investimentos ao longo dos anos de 2002 a 2008.

Neste ponto:

- Analisam-se, para as várias actividades da REN, as principais condicionantes externas que têm impacte no desempenho da empresa em 2007 e que terão reflexo no valor dos proveitos permitidos para o ano de 2008.
- Identificam-se também as principais decisões de gestão tomadas pela REN com impacte no valor dos proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT no ano de 2008.
- Descrevem-se e justificam-se as decisões tomadas pela ERSE respeitantes às actividades reguladas da entidade concessionária da RNT em 2008.
- Por último, apresentam-se os proveitos permitidos para cada actividade regulada da entidade concessionária da RNT para 2008.

Começa-se por uma análise de questões que são comuns a todas as actividades reguladas da REN, seguindo-se uma análise de questões específicas de cada actividade.

4.3.1 QUESTÕES COMUNS A TODAS AS ACTIVIDADES REGULADAS DA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT

INFORMAÇÃO ENVIADA

A informação enviada pela REN respeitante aos anos de 2007 e 2008 está de acordo com as normas e metodologias complementares e inclui:

- Balanços de energia eléctrica.
- Orçamento de investimentos e caracterização física das obras.
- Informação económica das actividades reguladas, que por sua vez inclui Mapas Resumo dos Investimentos, Demonstrações Financeiras de Resultados Regulados, Imobilizados Líquidos em Exploração, os Movimentos de Imobilizado e a Simulação do Sistema Electroprodutor para os anos 2007 e 2008.

De uma forma geral, a informação numérica enviada está desagregada de acordo com as necessidades da regulação, tal como previsto nas normas contabilísticas publicadas pela ERSE. No entanto, a completa compreensão dos valores propostos pela empresa só é possível se os valores forem convenientemente justificados. Apenas o capítulo relativo à Simulação do Sistema Electroprodutor é completo e os valores propostos são acompanhados das explicações e justificações necessárias à sua compreensão. Desde 2003 que se tem recomendado que a REN utilize o formato deste capítulo na elaboração dos restantes. A REN à semelhança do ano passado apenas enviou alguma explicação juntamente com a informação numérica, relativamente a valores ocorridos. Salienta-se uma vez mais a necessidade de justificação adequada e atempada (até 15 de Junho) de todos os valores enviados.

A informação numérica, sem estar acompanhada da respectiva justificação, não facilita o exercício da regulação e não beneficia a empresa nem os consumidores. Retira transparência aos processos, exige uma actuação regulamentar mais profunda e demorada na investigação das justificações necessárias e introduz riscos e incertezas acrescidos nas decisões finais.

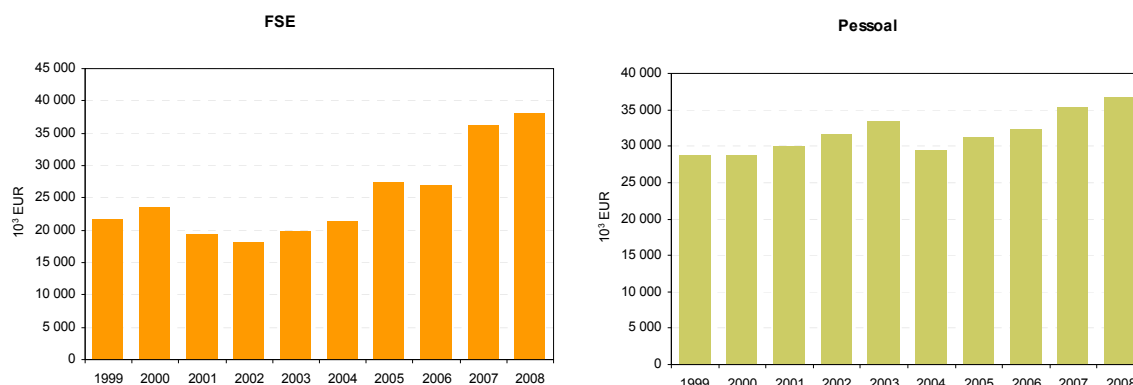
Uma regulação baseada em custos e investimentos aceites, como é o caso de todas as actividades da REN, determina que tanto os custos como os investimentos propostos pelas empresas sejam convenientemente justificados.

Importa assim que, relativamente aos valores enviados anualmente, até 15 de Junho, para efeito de cálculo das tarifas, nomeadamente os custos operacionais, sejam enviados à ERSE acompanhados das justificações que permitam compreender as seguintes questões:

- O valor absoluto de cada rubrica de custo, assim como a sua evolução de um ano para o outro, ao longo dos últimos anos e ainda para o futuro.
- A diferença entre a previsão proposta e as previsões efectuadas em anos anteriores ou que tenham sido enviadas para outros efeitos.
- As chaves de repartição dos custos por actividade, nomeadamente as relativas a custos comuns.

A nova estrutura organizativa da REN, com a integração de actividades do sector do gás natural implica a utilização de recursos comuns. A empresa não apresentou os critérios de imputação subjacentes à proposta apresentada em Junho assim como a justificação para os acréscimos previstos nas rubricas de custos com o pessoal e fornecimentos e serviços externos que apresentam taxas de crescimento médias anuais, de 2006 a 2008, de 18,9% e 6,8% respectivamente.

A Figura 4-7 apresenta a evolução das rubricas de fornecimentos e serviços externos (FSE) e de custos com o pessoal desde 1999.

Figura 4-7 - Custos com pessoal e fornecimentos e serviços externos

4.3.2 QUESTÕES ESPECÍFICAS DE CADA UMA DAS ACTIVIDADES REGULADAS DA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT

4.3.2.1 ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉCTRICA

Com o fim da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, o CUR passa a responsabilizar-se pela aquisição de toda a energia eléctrica consumida pelos seus clientes.

O fim desta actividade e a manutenção dos CAE em que a REN é parte contraente, obrigou, ao cumprimento de legislação nacional que adoptou os princípios disritos na Directiva Europeia de separação jurídica da actividade do operador da rede de transporte das restantes actividades da cadeia de valor do sector eléctrico, e levou à criação da *REN Trading*.

Neste novo quadro, a *REN Trading*, enquanto Agente Comercial, exerce a função de gestor dos CAE remanescentes, celebrados com a Turbogás e com a Tejo Energia. Assim, o Agente Comercial, no âmbito da sua actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, adquire energia eléctrica produzida pelas centrais com CAE e revende-a em regime de mercado. A diferença entre os custos desta energia eléctrica, definidos nos CAE, e as receitas da sua venda corresponde ao sobrecusto CAE. Este sobrecusto é recuperado através da tarifa de Uso Global do Sistema aplicada pelo operador da rede de transporte.

O Quadro 4-14 apresenta os sobrecustos com os CAE previsto pela REN, de 42,4 milhões de euros para o segundo semestre de 2007 e de 82,2 milhões de euros para 2008.

Quadro 4-14 Custos líquidos da compra e venda de energia eléctrica

	Jul.-Dez. 2007	2008
Encargo energia líquido de vendas à central e incluindo acordo AGC (1)	179 317	224 782
Encargo de potência (2)	102 841	209 376
Custos com as licenças de emissão de CO ₂ (3)	-1 132	-9 404
Vendas em mercado (4)	-238 728	-365 156
Sobrecusto (5)=((1)+(2)+(3))-(4)	42 298	82 198

Fonte: REN

O Quadro 4-15 e o Quadro 4-16 apresentam os principais pressupostos que sustentam as previsões da REN.

Quadro 4-15 – Pressupostos do cenário REN para a Tejo Energia

Encargo total	10 ³ euros	228 711
Encargo total unitário	€/MWh	47,4
Encargo fixo	10 ³ euros	96 159
Taxa de câmbio	USD/€	1,27
Custo energia primária	€/tec	72,6
Emissão específica CO ₂	g/kWh	819
Custo CO ₂	€/t	18
Custo CO ₂ por MWh emitido	€/MWhe	15
CO ₂ emitido	10 ³ t	3 950
Custo CO ₂ emitido	10 ³ euros	71 101
Licenças CO ₂ atribuídas	10 ³ t	3 057
Licenças CO ₂ atribuídas	10 ³ euros	55 019
Saldo licenças CO ₂	10 ³ euros	16 082
Encargo variável sem licenças (1)	10 ³ euros	116 470
Encargo variável com licenças (2)	10 ³ euros	132 552
Energia (produção líquida) (3)	GWh	4 823
Custo variável unitário sem licenças (1)/(3)	€/MWh	24,15
Licenças CO ₂	€/MWh	3,33
Custo variável unitário com licenças (2)/(3)	€/MWh	27,48
Receita de mercado	10 ³ euros	234 583
Preço médio de mercado	€/MWh	48,01
Energia vendida	GWh	4 823
Factor de utilização	%	83,42%
Receita unitária	€/MWh	48,64

Nota: Os encargos variáveis incluem custos com arranques

Fonte: REN, ERSE

Quadro 4-16 – Pressupostos do cenário REN para a Turbogás

Encargo total	10 ³ euros	220 312
Encargo total unitário	€/MWh	95,6
Encargo fixo	10 ³ euros	113 217
Taxa de câmbio	USD/t	1,27
Custo energia primária	€/10 ³ m ³	273,3
Emissão específica CO ₂	g/kWh	375
Custo CO ₂	€/t	18
Custo CO ₂ por MWh emitido	€/MWh	7
CO ₂ emitido	10 ³ t	864
Custo CO ₂ emitido	10 ³ euros	15 559
Licenças CO ₂ atribuídas	10 ³ t	2 280
Licenças CO ₂ atribuídas	10 ³ euros	41 045
Saldo licenças CO ₂	10 ³ euros	-25 486
AGC	10 ³ euros	22 600
Gás natural consumido	10 ³ m ³	398
Encargo variável sem licenças e AGC (1)	10 ³ euros	109 981
Encargo variável sem licenças e com AGC (2)	10 ³ euros	132 581
Encargo variável com licenças e AGC (3)	10 ³ euros	107 095
Energia (produção líquida) (4)	GWh	2 305
Custo variável unitário sem licenças e AGC (1)/(4)	€/MWh	47,71
Licenças CO ₂	€/MWh	-11,06
Custo variável unitário com licenças e sem AGC ((1)+(3)-(2))/(4)	€/MWh	36,66
AGC	€/MWh	9,80
Custo variável unitário sem licenças e com AGC (2)/(4)	€/MWh	57,52
Custo variável unitário com licenças e AGC (3)/(4)	€/MWh	46,46
Receita de mercado	10 ³ euros	130 573
Preço médio de mercado	€/MWh	48,01
Energia	GWh	2 305
Factor de utilização	%	26,58%
Receita unitária	€/MWh	56,65

Nota: Os encargos variáveis incluem custos com arranques

Fonte: REN, ERSE

Uma das principais componentes do encargo com os CAE, o encargo fixo visa remunerar o investimento nos centros electroprodutores. Este encargo tem-se mantido constante nos últimos anos fruto de uma relativa estabilidade das principais variáveis monetárias. O Quadro 4-17 e o Quadro 4-18 ilustram este facto.

Quadro 4-17 – Encargo de potência

Unidade: 10³ EUR

	2006	2007 (1)	2008 REN (2)	2008 Tarifas (3)	Evolução [(2)-(1)]/(1)	Evolução [(3)-(1)]/(1)
Tejo Energia	96 495	96 957	96 159	96 358	-0,8%	-0,6%
Turbogás	107 341	112 196	113 217	113 553	0,9%	1,2%
Total	203 836	209 153	209 376	209 911	0,1%	0,4%

Quadro 4-18 – Principais Variáveis monetárias subjacentes às previsões da REN

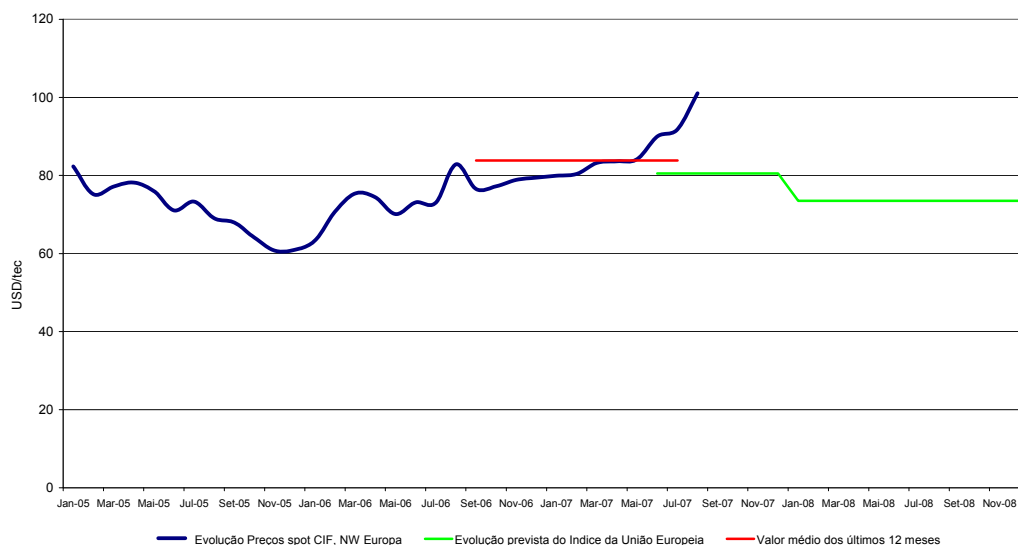
	Verificado em 2006	Estimado para 2007	Previsto para 2008
Taxa de Inflação U.E. (a)	2,2%	2,10%	1,90%
Taxas de juro curto prazo (b)	3,08%	3,85%	4,95%

Notas: (a) IHPC zona Euro média do ano, dados Eurostat; (b) Média anual das taxas de juro de curto prazo, zona Euro, dados OCDE, Previsões: média taxa de inflação Portugal e União Europeia

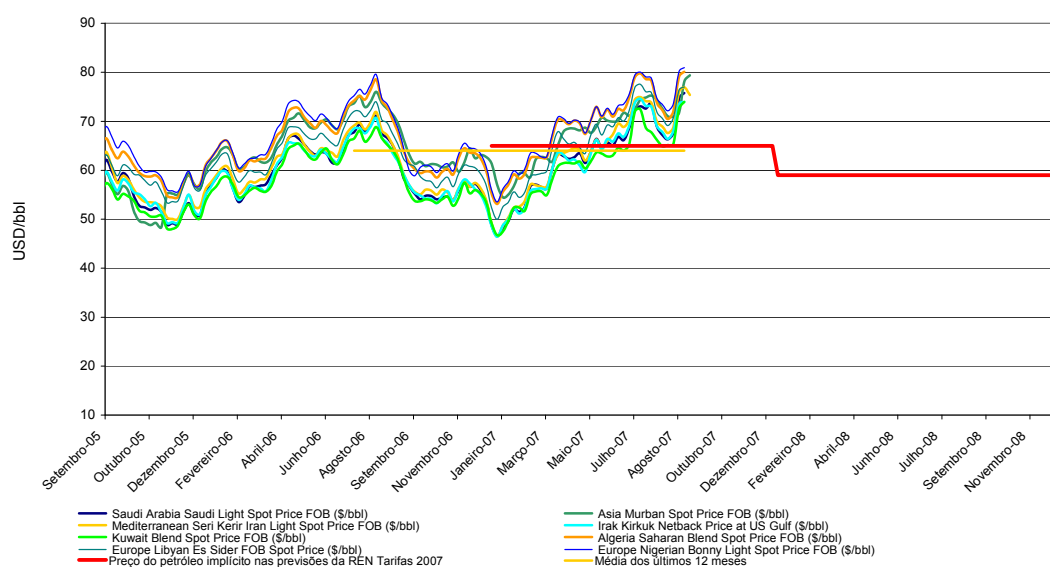
Observa-se que os valores dos encargos de potência imputáveis às tarifas 2008 são ligeiramente superiores aos valores previstos pela REN. Este facto deve-se à REN utilizar 2,1% como taxa de inflação prevista para 2008 em Portugal, enquanto que a ERSE tem 2,7% como taxa de referência para 2008. Sublinhe-se que esta alteração tem um impacte diminuto no encargo de potência das centrais com CAE, pelo pouco peso que a inflação nacional tem na determinação deste encargo.

No que diz respeito ao preço dos combustíveis a Figura 4-9 e a Figura 4-10 mostram que tanto para o caso do preço do carvão, como para o caso do preço do petróleo⁷, as previsões da REN são relativamente conservadoras face aos últimos dados disponíveis.

⁷ Um cabaz de 8 crudes apresentado nessa figura serve de indexante ao preço do gás natural com um desfasamento temporal de 6 meses.

Figura 4-8 - Evolução do custo unitário do carvão ocorrido e previsto

Fonte: Platts International Coal Report, REN

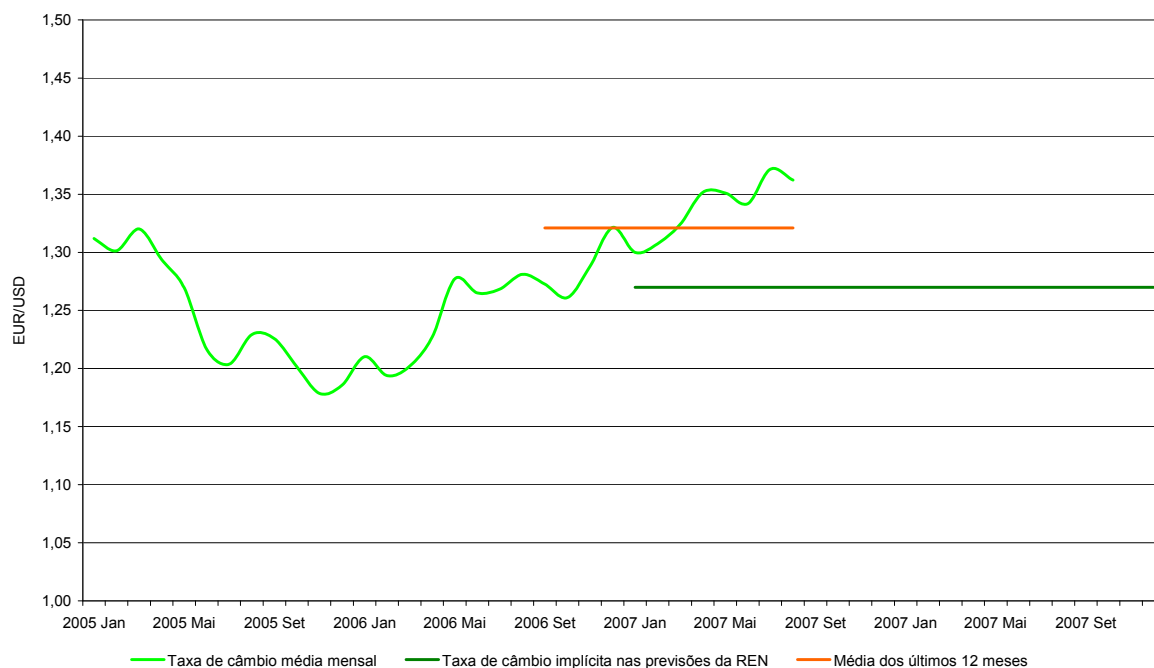
Figura 4-9 - Evolução do preço do petróleo

Fonte: EIA, REN

Contudo, a Figura 4-10 mostra que o efeito nos custos variáveis decorrente dos custos com combustíveis em dólares poderem estar subestimados é parcialmente anulado por a taxa de câmbio EUR/USD, de 1,27, prevista pela REN para 2008, também poder estar subestimada, face às taxas observadas recentemente.

Os custos com CO₂ são outra importante componente dos custos com a energia eléctrica adquirida às centrais com CAE. A ERSE considera razoáveis os pressupostos da REN para estes custos, expostos no Quadro 4-15 e no Quadro 4-16, tanto no que concerne ao preço de mercado, 17 €/t, como às quantidades de licenças de emissão de CO₂ atribuídas a cada central e implícitas nos valores da REN.

Figura 4-10 - Evolução da taxa de câmbio EUR/USD



Fonte: Banco de Portugal, REN

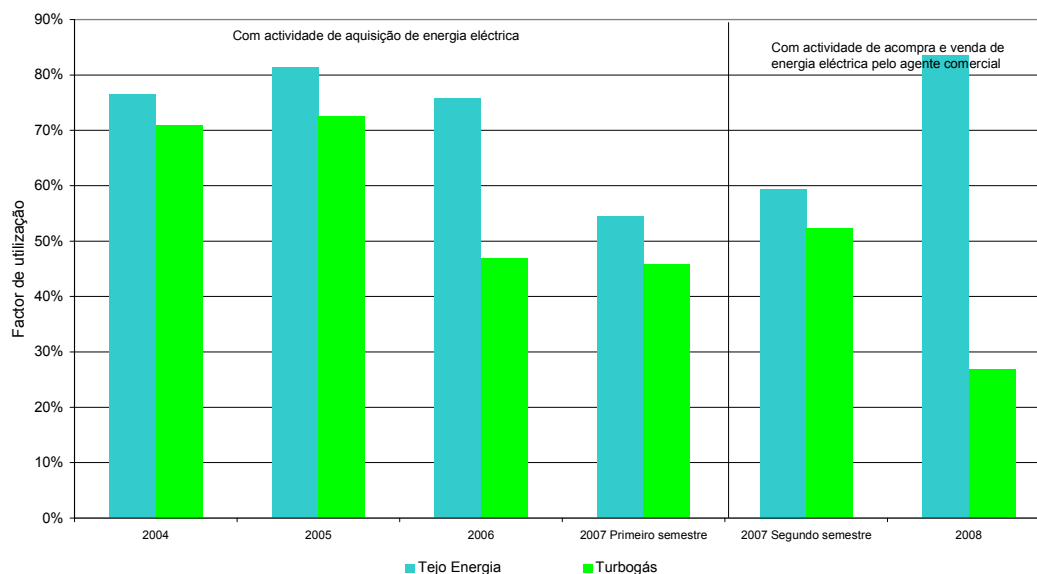
No que diz respeito às receitas de mercado, a ERSE aceitou as previsões da REN para a central térmica do Pego.

No que diz respeito à central da Turbogás, as quantidades de energia eléctrica vendidas no mercado implícitas nestas previsões não podem ser consideradas, pelo impacte que daí resultaria nos custos decorrentes do Acordo de Gestão de Consumo (AGC), custos estes que a ERSE não aceita, por estimar que a REN deve despachar a central da Turbogás até um mínimo que garanta que seja consumida a quantidade anual contratual (QAC) definida nesse acordo. Os motivos subjacentes a esta decisão são aprofundados de seguida.

O AGC estabelece que a QAC referente a um determinado ano poderá ser consumida num prazo máximo de cinco anos. Caso as quantidades que faltam para se atingir a QAC anual não sejam transferidas para anos posteriores, o AGC estabelece que a REN deve pagar pelo gás natural não consumido um preço igual a 90% do preço CIF na fronteira portuguesa.

Face aos actuais preços de energia eléctrica praticados nos mercados na Península Ibérica e as alternativas de produção de energia eléctrica existentes e projectadas para o território nacional, a central da Turbogás afigura-se pouco competitiva. Este facto reflecte-se no factor de utilização desta central que tem vindo a diminuir como mostra a Figura 4-11. Os dados referentes a 2008 constam das previsões da REN enviadas em Junho de 2007.

Figura 4-11 – Factor de utilização da Turbogás e da Tejo Energia



Fonte: REN

Assim, qualquer quantidade de gás natural não consumida num determinado ano terá dificuldades em sê-lo no futuro. Neste quadro, os custos apresentados pela REN decorrentes do gás natural não consumido no âmbito do AGC, dificilmente poderiam ser evitados transferindo para o futuro estas quantidades não consumidas. Contudo, os consumidores não devem suportar estes custos, tendo em conta que, para os evitar, basta à REN internalizar na sua decisão de despacho o valor do custo marginal da Turbogás quando não se consome a QAC que é igual a 10% do custo marginal da central quando a QAC é consumida⁸. Esta opção permite otimizar a receita líquida da central minimizando o sobrecusto pago por todos os consumidores na tarifa de Uso Global do Sistema.

Deste modo, para uma QAC⁹ de 760 milhões de m³, a Turbogás deverá produzir 4 400 GWh, levando a uma diminuição do sobrecusto em cerca de 6,6 milhões de euros. Registe-se que as receitas não são directamente proporcionais à energia produzida por dois factores. Por um lado, as receitas unitárias

⁸ Caso a QAC não seja consumida, a REN deverá pagar o gás natural a 90% do seu preço CIF na fronteira portuguesa, logo o seu custo de oportunidade é 10% deste preço.

⁹ Esta quantidade diz respeito ao valor mínimo que, tendo em conta os últimos dados disponíveis, se considera possa desencadear a cláusula de *take or pay*.

diminuem com o aumento das quantidades produzidas pela Turbogás e, por outro lado, o aumento da produção de energia eléctrica resulta num aumento dos custos com o CO₂.

Quadro 4-19 – Sobrecusto Turbogás considerado para efeitos de tarifas

		Unidade: 10 ³ euros	
		Previsões REN	Tarifas 2008
Quantidade consumida	10 ³ t	398	760
Energia eléctrica produzida	GWh	2 305	4 400
Receita unitária	€/MWh	56,7	53,8
Receita total	10 ³ euros	130 573	236 745
Encargos variáveis totais	10 ³ euros	106 154	198 597
Encargo fixo	10 ³ euros	113 217	113 497
Encargo total	10 ³ euros	219 371	312 094
Sobrecusto Turbogás	10 ³ euros	88 798	75 349

No que diz respeito ao conjunto das duas centrais, o impacte da consideração de quantidades que satisfazem a QAC resultam no sobrecusto apresentado no Quadro 4-20.

Quadro 4-20 – Sobrecusto global

		Unidade: 10 ³ euros	
		2008 REN	2008 Tarifas 2008
Encargo energia líquido de vendas à central e incluindo acordo AGC (1)		247 382	325 684
Encargo de potência (2)		209 376	209 911
Custos com as licenças de emissão de CO ₂ (3)		-9 404	4 737
Vendas em mercado (4)		-365 156	-471 328
Sobrecusto (5)=(1)+(2)+(3)+(4)		82 198	69 004

PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉCTRICA DO AGENTE COMERCIAL

O montante dos proveitos permitidos ao agente comercial na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica é dado pela expressão estabelecida no n.º 1 do Artigo 71.º do Regulamento Tarifário emitido pelo Despacho n.º 17 744-A/2007, de 10 de Agosto.

Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula foram considerados os valores do Quadro 4-21.

Quadro 4-21 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial

		Unidade: 10 ³ EUR
		2008
$\tilde{S}_{CAE_{CVEE,t}}$	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE	69 005
$\tilde{C}_{CAE_{CVEE,t}}$	Custos com aquisição de energia eléctrica, aos produtores com CAE	540 332
$\tilde{P}_{CAE_{CVEE,t}}$	Proveitos com a venda da energia eléctrica dos produtores com CAE	471 328
$\tilde{C}_{f_{CVEE,t}}$	Custos de funcionamento no âmbito da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial	723
$\tilde{C}_{CVEE,t}$	Custos de exploração da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica (valor líquido)	637
$\tilde{A}_{m_{CVEE,t}}$	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	55
$\tilde{A}_{ct_{CVEE,t}}$	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, líquido de amortizações e participações	447
$r_{CVEE,t}$	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	7
$\Delta \tilde{R}_{CVEE,t-1}^{AC}$	Valor previsto estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, no ano $t-1$	0
$\Delta \tilde{R}_{CVEE,t-2}^{AC}$	Ajustamento no ano t , dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, tendo em conta os valores ocorridos e	0
$\tilde{R}_{CVEE,t}^{AC}$	Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica a transferir para a GGS	69 728

4.3.2.2 AJUSTAMENTOS AOS PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA REFERENTE A 2006 E AO 1º SEMESTRE DE 2007

De acordo com o n.º 5 do Artigo 84.º do Regulamento Tarifário, os ajustamentos previstos nos n.ºs 4 e 5 do artigo 72.º do Regulamento Tarifário, aprovado pelo Despacho n.º 9 499-A/2003 (2ª série), de 14 de Maio, são facturados em duodécimos pelo Agente Comercial ao comercializador de último recurso.

O montante global destes ajustamentos atinge o valor de -32 678 milhares de euros. Este valor será incorporado na tarifa de energia e potência do comercializador de último recurso e pago ao Agente Comercial durante o ano de 2008.

Quadro 4-22 - Ajustamentos a facturar pelo agente comercial ao comercializador de último recurso

		Unidade: 10 ³ EUR
		2008
$\Delta R_{CCEE,t-2}^{AC}$	Ajustamentos calculado de acordo com o artigo 72.º do RT aprovado pelo Despacho n.º 9 499-A/2003, de 14 de Maio	-32 678
	Valor previsto do ajustamento da parcela fixa dos proveitos, no ano $t-1$	11 975
	Valor previsto do ajustamento da parcela variável dos proveitos, no ano $t-1$	46 534
	Ajustamento da parcela fixa dos proveitos, no ano $t-2$	-29 473
	Ajustamento da parcela variável dos proveitos, no ano $t-2$	-61 715

VALOR PREVISTO DO AJUSTAMENTO DA PARCELA FIXA DOS PROVEITOS DO 1º SEMESTRE DE 2007

Este ajuste é calculado com base em valores estimados para o 1º semestre de 2007, sendo composto pelas seguintes parcelas:

- Custos fixos pagos às centrais de produção de energia eléctrica com CAE.
- Custos com a aquisição de energia eléctrica a Produtores em Regime Especial e à EDIA imputados a esta actividade.
- Outros custos do exercício associados à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica.
- Ganhos comerciais obtidos pela compra e venda de energia eléctrica a produtores não vinculados ou através de importação ou exportação de energia eléctrica.

O ajustamento provisório da parcela fixa dos proveitos relativos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica no 1.º semestre de 2007 a repercutir nas tarifas de 2008 é de +12,0 milhões de euros.

O Quadro 4-23 sintetiza os desvios ocorridos por rubrica, uma análise mais aprofundada encontra-se no documento “Ajustamentos referentes a 2006 e 2007 a repercutir nas tarifas de 2008”.

Quadro 4-23 - Cálculo do ajustamento provisório da componente fixa dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica no 1º semestre de 2007

Unidade: 10³ EUR

			1º sem 07 €	Tarifas 2007 1º sem	Desvio Provisório
1	$\tilde{R}_{fix,t-1}^E$	VALOR PREVISTO DA COMPONENTE FIXA	561 714	580 860	-19 147
	$CAE_t - CAE_t^{UGS}$	Custos fixos CAE, imputados à tarifa de Energia Potência	527 051	528 020	-969
	CAE_t^{UGS}	custos decorrentes dos CAE	570 027	571 452	-1 425
	CAE_t^{UGS}	custos decorrentes dos CAE imputados à tarifa de UGS	42 976	43 431	-455
	$RE_t - RE_t^{UGS}$	Custos com aquisição de energia à EDIA	2 276	20 972	-18 696
	Am_t^E	Outros activos	620	637	-16
	Act_t^E	amortizações de outros activos	474	485	-11
	r_t^E	valor médio dos outros activos líquidos de amortizações e participações	4 179	2 164	2 014
		taxa de remuneração dos outros activos (%)	3,5	7,0	
	OC_t^E	Outros custos do exercício associados à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica	3 324	2 782	542
	S_t^E	Proveitos facturados no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica	60	53	7
	$\tilde{\Delta}_{fix,t-1}^E$	Valor previsto do ajustamento da parcela fixa dos proveitos de 2006	-36 691	-36 691	0
	$\tilde{\Delta}_{fix,t-2}^E$	Ajustamento da parcela fixa dos proveitos de 2005	8 189	8 189	0
2	\tilde{NVIMP}_{t-1}	Valor previsto dos Ganhos Comerciais	6 867	0	6 867
	$NVIMP_t$	correspondentes a encargos de importação e de aquisições a produtores não vinculados	5 378	--	--
	$NVEXPV_t$	decorrentes de proveitos de exportações e vendas a entidades do SENV	1 342	--	--
		arranques	146	--	--
5	$R_{t,t-1}^E = (1) + (2)$	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica	568 581	580 860	-12 280
6	$\tilde{R}_{fix,t-1}^E$	Proveitos facturados à EDP Distribuição	580 021		
7	$\tilde{R}_{fix,t-1}^E - R_{t,t-1}^E$	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos	11 441		
8	i_{t-1}^E	Taxa de juro LISBOR a três meses, Junho ³ t-1 + 0,5 pontos percentuais	4,68%		
9	$\tilde{\Delta}_{fix,t-1}^E$	Ajustamento em 2008 dos proveitos da parcela fixa facturada no 1º semestre de 2007	11 975		

VALOR PREVISTO DO AJUSTAMENTO DA COMPONENTE VARIÁVEL DOS PROVEITOS DO 1º SEMESTRE DE 2007

O ajustamento da componente variável referente aos valores estimados para o 1º semestre de 2007 no montante de 44 456 milhares de euros é actualizado para 2008 aplicando-se a taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor a 30 de Junho de 2007, acrescida de meio ponto percentual, atingindo o montante de 46 534¹⁰ milhares de euros. Este ajustamento tem um carácter provisório, uma vez que os valores estimados para 2007 só têm em conta os valores reais do 1º trimestre de 2007.

O Quadro 4-24 sintetiza os desvios ocorridos por rubrica, a análise detalhada do ajuste previsional da componente variável referente ao 1º semestre de 2007 é feita no documento “Ajustamentos referentes a 2006 e 2007 a repercutir nas tarifas de 2008”.

¹⁰ Um ajustamento com sinal positivo significa um valor a devolver pela empresa.

Quadro 4-24 - Cálculo do ajustamento provisório da componente variável dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica no 1º semestre de 2007

			Unidade: 10 ³ EUR	
			1º sem 07 ^E	Tarifas 2007 1º sem
1	$\tilde{R}_{\text{variável } t}^E$	COMPONENTE VARIÁVEL	351 211	281 607
a		Encargos variáveis decorrentes dos CAE	307 334	275 490
b		Licenças de CO2	3 951	0
c		Correcção de hidraulicidade	8 938	0
d		Encargos provenientes da importação e aquisições a produtores não vinculados	33 221	0
e		Proveitos provenientes de exportações e vendas a entidades do SENV	-9 993	0
f		Valor previsto do ajustamento da parcela variável dos proveitos, no ano $t-2$	-8 334	-6 570
g		Valor previsto do ajustamento da parcela variável dos proveitos, no ano $t-1$	574	452
2	$[1]_{\text{Estimado}} - [1]_{\text{Tarifas 2006}}$	Desvio dos encargos variáveis	69 603	
3		Desvio de quantidades valorizados aos custos marginais	114 059	
4	$[3] - [2]$	Desvio da componente variável	44 456	
5	i_{t-1}^E	Taxa de juro LISBOR a três meses, Junho ³ $_{t-1} + 0,5$ pontos percentuais	4,68%	
6		Ajustamento em 2007 dos proveitos da componente variável facturada em 2006	46 534	

AJUSTAMENTO DA PARCELA FIXA DOS PROVEITOS DE 2006

De acordo com o artigo 72.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Despacho n.º 9 499-A/2003, de 14 de Maio, os proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT para 2006, no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, são ajustados pela diferença entre a componente fixa dos proveitos facturados em 2006¹¹ e os que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 72.º do Regulamento Tarifário, aos valores verificados em 2006 com a soma de algumas rubricas aceites *a posteriori* (ganhos comerciais e custos com interruptibilidade).

O Quadro 4-25 permite comparar os valores verificados em 2006 (“2006”) com os proveitos permitidos em 2005 no cálculo das tarifas de 2006 (“Tarifas 2006”) e calcular o ajuste a repercutir nas tarifas de 2008.

O ajuste aos valores de 2006 pode ser decomposto em duas parcelas:

- Uma, no montante de 10 milhões de euros, é dada pela diferença entre os valores reais (1 816,1 milhões de euros) e os valores previstos (1 806,1 milhões de euros) da componente fixa dos proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica.
- A outra, no montante de 87 milhões de euros, é dada pela soma dos valores das rubricas de custos aceites *a posteriori*: ganhos comerciais (45,8 milhões de euros) e custos com a interruptibilidade (41,2 milhões de euros).

¹¹ Valor que corresponde ao montante definido para “Tarifas 2006”, facturado pela REN à EDP Distribuição, em duodécimos.

Este ajuste, no montante de 97 milhões de euros é actualizado para 2008, pela aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, em vigor a 30 de Junho de 2007, acrescida de meio ponto percentual, e deduzido do valor do ajuste provisório da componente fixa, calculado em 2006 e integrado nos proveitos permitidos para cálculo das Tarifas de 2007 (73,4 milhões de euros), actualizado para 2008 pela aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, em vigor a 30 de Junho de 2007, acrescida de meio ponto percentual.

O ajustamento final da parcela fixa dos proveitos relativos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica em 2006 a repercutir nas tarifas de 2008 é de -29,5¹² milhões de euros. A análise detalhada do ajuste provisional da componente variável referente ao 1º semestre de 2007 é feita no documento “Ajustamentos referentes a 2006 e 2007 a repercutir nas tarifas de 2008”.

Quadro 4-25 - Cálculo do ajustamento da componente fixa dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica em 2006

			2006	Tarifas 2006	Diferença	
			10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
1	$\bar{R}_{fixo,t}^E = (A+B+C+D+E-F-G-H)$	COMPONENTE FIXA	1 816 062	1 806 102	9 961	0,6%
A	$CAE_{2006} - CAE_{2006}^{UGS}$	Custos fixos CAE, imputados à tarifa de Energia Potência	1 053 104	1 042 512	10 592	1,0%
	CAE_{2006}^{UGS}	custos decorrentes dos CAE (exclui arranques e compensação síncrona)	1 138 556	1 126 170	12 386	1,1%
	CAE_{2006}^{UGS}	custos decorrentes dos CAE imputados à tarifa de UGS	85 452	83 658	1 794	2,1%
B	$EDIA_{2006} + RE_{2006} - RE_{2006}^{UGS}$	Custos com aquisição de energia à EDIA e a produtores em regime especial, imputados à tarifa EP	583 198	585 332	-2 134	-0,4%
	$EDIA_{2006}$	custos com aquisição de energia à EDIA	3 726	16 263	-12 537	
	RE_{2006}	custos com aquisição de energia a produtores em regime especial	813 422	782 313	31 109	4,0%
	RE_{2006}^{UGS}	custos com aquisição de energia a produtores em regime especial, imputados à tarifa de UGS	233 950	213 244	20 706	9,7%
C	Ter_{2006}	Terrenos de centrais	0	0	0	-100,0%
	Am_{2006}^{Ter}	amortizações de terrenos de centrais	0	0	0	-100,0%
	Act_{2006}^{Ter}	valor médio do activo em terrenos de centrais, líquido de amortizações	32	0	32	702456,0%
	i^{Ter}	taxa de remuneração para o valor dos terrenos de centrais (%)	0,0%	0,0%	0	
	Liq_{2006}^{Ter}	mais-valia ou menos-valia da venda de terrenos de centrais, líquida de impostos	0	0	0	
D		Outros activos	1 278	1 308	-30	-2,3%
	Am_{2006}^E	amortizações de outros activos	923	910	13	1,5%
	Act_{2006}^E	valor médio dos outros activos líquidos de amortizações e participações	5 064	5 691	-627	-11,0%
	i^E	taxa de remuneração dos outros activos (%)	7,0%	7,0%	0	0,0%
E	OC_{2006}^E	Outros custos do exercício associados à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica	6 092	4 600	1 492	32,4%
F	S_{2006}^E	Proveitos facturados no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica	200	241	-41	-17,0%
G	$\Delta_{ajust,2006}^E$	Valor previsto do ajustamento da parcela fixa dos proveitos da Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica em 2005	-158 300	-158 300	0	0,0%
H	$\Delta_{ajust,2007}^E$	Ajustamento em 2006, dos proveitos relativos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica em 2004	-14 291	-14 291	0	0,0%
2	$(H + I + J - K)$	CUSTOS ACEITES A POSTERIORI	87 043			
I	$NVIMP_{2006}$	Ganhos Comerciais	45 830			
	$NVIMP_{2006}$	correspondentes a encargos de importação e de aquisições a produtores não vinculados	27 056			
	$NVEXPV_{2006}$	decorrentes de proveitos de exportações e vendas a entidades do SENV	17 772			
		arranques	1 003			
J	IRP_{2006}	Encargos com contratos de interruptibilidade	41 213			
K	GA_{2006}	Custos com a promoção da Qualidade do Ambiente	0			
		Proveitos dos contratos de Garantia de Abastecimento	0			
4	$R_{2006}^E [(1) + (2)]$	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica (componente fixa)	1 903 106			
5	$R_{fact,2006}^E$	Proveitos facturados com a tarifa de Energia e Potência	1 806 102			
6	$R_{2006}^E - R_{fact,2006}^E$	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos	-97 004			
7	i_{2007}^E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, Junho de 2007 acrescida de 0,5 pontos percentuais	0,04675			
8	$(R_{2006}^E - R_{fact,2006}^E) \times (1 + i_{2007}^E)^2$	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos actualizado para 2008	-106 286			
9	$\bar{\Delta}_{fixo,2006}^E$	Valor do ajustamento provisório de 2006, calculado em 2006 e recuperado em 2007	-73 382			
#	$\bar{\Delta}_{fixo,2006}^E \times (1 + i_{2007}^E)$	Valor do ajustamento provisório de 2006, calculado em 2006 e recuperado em 2007, actualizado para 2008	-76 813			
	$\Delta_{ajust,2008}^E [(8) - (10)]$	Ajustamento da parcela fixa dos proveitos relativos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica em 2006	-29 473			

¹² Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a recuperar pela empresa.

AJUSTAMENTO DA PARCELA VARIÁVEL DOS PROVEITOS DE 2006

O ajustamento da componente variável referente ao ano de 2006 no montante de -55 229 milhares de euros é actualizado para 2008, pela aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, em vigor a 30 de Junho de 2007, acrescida de meio ponto percentual, e acrescido do valor do ajuste provisório da componente fixa, calculado em 2007 e integrado nos proveitos permitidos para cálculo das Tarifas de 2008 (1 148 milhares de euros), actualizado para 2008 pela aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, em vigor a 30 de Junho de 2007, acrescida de meio ponto percentual.

O ajustamento final da componente variável dos proveitos relativos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica em 2007 a repercutir nas tarifas de 2008 é de -61 715¹³ milhares de euros.

O Quadro 4-26 permite comparar os valores ocorridos em 2006 ("2006") com os proveitos permitidos em 2006 utilizados no cálculo das tarifas de 2006 ("Tarifas 2006") e calcular o ajuste a repercutir nas tarifas de 2008, a análise detalhada do ajuste previsional da componente variável referente ao 1º semestre de 2007 é feita no documento "Ajustamentos referentes a 2006 e 2007 a repercutir nas tarifas de 2008".

Quadro 4-26 - Ajustamento da componente variável relativo a 2006 na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica

			Unidade: 10 ³ EUR	
			2006	Tarifas 2006
1	$\bar{R}_{\text{variável } t}^E$	COMPONENTE VARIÁVEL	791 486	639 772
a		Encargos variáveis decorrentes dos CAE	602 857	520 497
b		Licenças de CO ₂	-7 668	- -
c		Correcção de hidraulicidade	25 106	0
d		Encargos provenientes da importação e aquisições a produtores não vinculados	167 799	0
e		Proveitos provenientes de exportações e vendas a entidades do SENV	-115 883	0
f		Ajustes 3º e 4º trimestres 2005	-119 275	-119 275
2	$[1]_{\text{Real}} - [1]_{\text{Tarifas 2006}}$	Desvio dos encargos variáveis	151 714	
3		Desvio de quantidades valorizados aos custos marginais	96 485	
4	$[3] - [2]$	Desvio da componente variável em 2006	-55 229	
5		Desvio da componente variável em 2006 actualizada para 2008	-60 514	
6		Valor do ajustamento provisório da parcela variável, calculado em 2006 e recuperado em 2007	1 148	
7		Valor do ajustamento provisório da parcela variável, actualizado para 2008	1 201	
8	$[5] - [7]$	Ajustamento da parcela variável dos proveitos relativos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica em 2006	-61 715	
5	i_{t-1}^E	Taxa de juro LISBOR a três meses, Junho ³ _{t-1} + 0,5 pontos percentuais	4,675%	

¹³ Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a recuperar pela empresa.

4.3.2.3 ACTIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

O custo total da actividade de Gestão Global do Sistema (GGS) é formado por:

- a) Custos directamente relacionados com a actividade de Gestão Global do Sistema.
- b) Custos decorrentes de política energética, ambiental ou de interesse económico geral.

As variações ocorridas no custo unitário da GGS resultam essencialmente dos custos decorrentes de política energética, ambiental ou de interesse económico geral imputados a esta tarifa, os quais serão objecto de análise neste ponto.

- a) Custos directamente relacionados com a actividade de Gestão Global do Sistema.

A actividade de Gestão Global do Sistema, à semelhança das restantes actividades da REN, é regulada por remuneração dos activos em exploração e por custos aceites em base anual, ambos ajustáveis *a posteriori*.

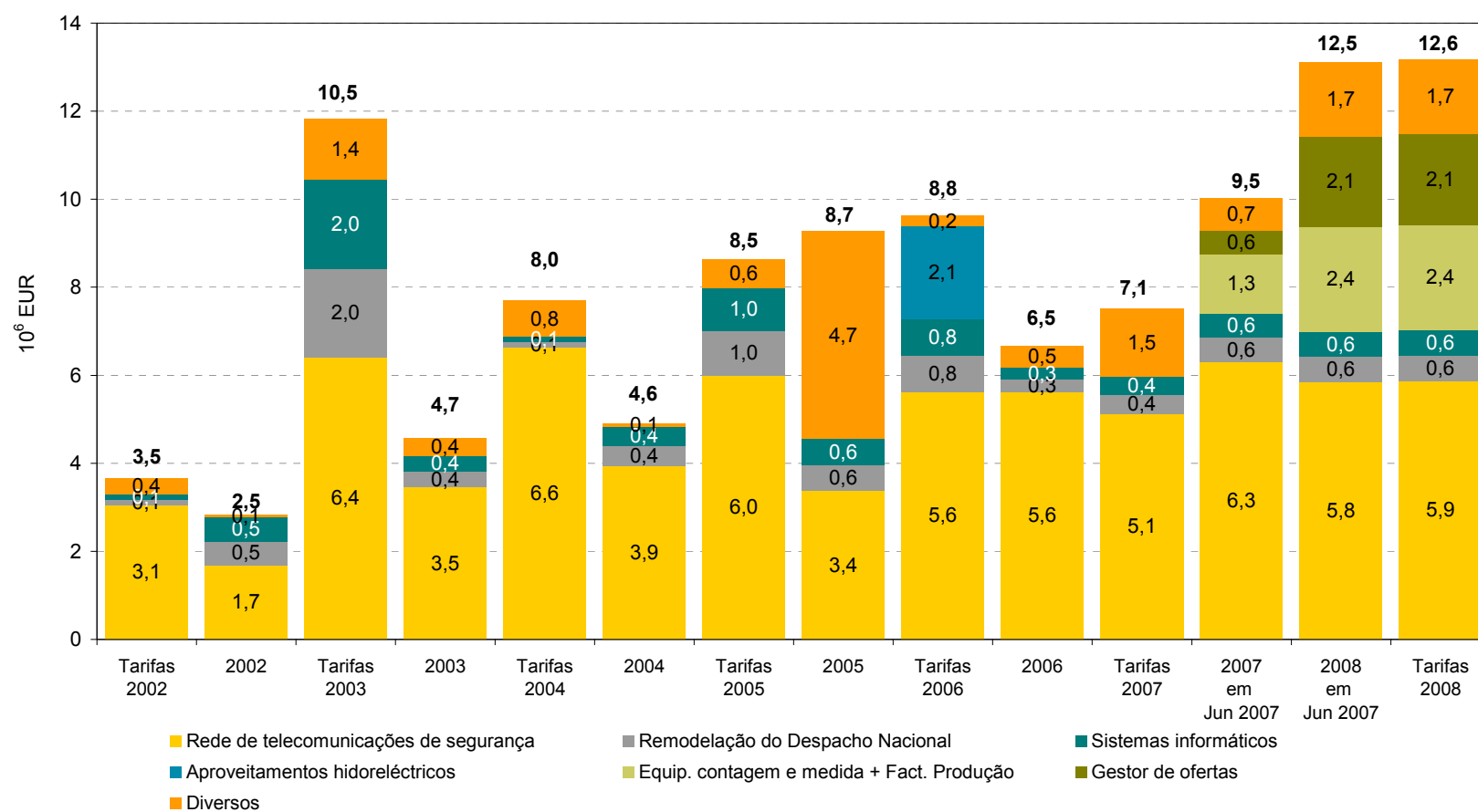
Na Figura 4-12 pode ser observada a evolução dos valores de investimento ocorridos de 2002 a 2006, os valores aceites pela ERSE no cálculo das tarifas, bem como os valores agora estimados pela REN para 2007 (2007 em Junho de 2007) e previstos para 2008 (2008 em Junho 2007).

A coluna “Tarifas 2007” corresponde aos valores enviados pela REN actualizados com a taxa de inflação de 2,6%, tendo-se excluído os custos com sistemas de informação para o mercado, que não foram aceites, no montante de 2,1 milhões de euros.

Da análise da Figura 4-12, verifica-se que nesta actividade o grau de realização do investimento específico nos anos de 2003 a 2005 esteve muito aquém do que tinha sido previsto, não tendo a REN cumprido os investimentos programados em cerca de 53% em 2003, de 37,5% em 2004 e de 49% em 2005. Em 2006 o nível de realização do investimento específico foi na ordem dos 97%.

O novo valor de investimentos estimados pela REN, para 2007 e 2008 inclui investimentos relacionados com sistemas de informação para o mercado, sistema de telecontagem e sistema informático devido ao Mibel.

Figura 4-12 - Investimento a custos técnicos na actividade de Gestão Global do Sistema entre 2002 e 2008



Fonte: REN

b) Custos decorrentes de política energética, ambiental ou de interesse económico geral.

SOBRECUSTO DA CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA DAS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA

O Regulamento Tarifário prevê que o sobrecusto com a convergência tarifária entre as Regiões Autónomas e o Continente seja suportado por todos os consumidores nacionais através da tarifa de Uso Global do Sistema.

No quadro seguinte mostra-se o valor do sobrecusto com a convergência tarifária em cada uma das Regiões Autónomas.

Quadro 4-27 - Custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas

	2003	2004	2005	2006	Tarifas 2007	Tarifas 2008
Região Autónoma dos Açores						
Sobrecusto ^[1] (10 ³ EUR)	30 103	40 079	48 187	--	--	83 236
% da GGS ^[2]	12,04%	13,60%	12,14%			8,19%
% da tarifa de Venda a Clientes Finais	0,78%	0,98%	1,03%			1,55%
Região Autónoma da Madeira						
Sobrecusto ^[1] (10 ³ EUR)	24 159	28 402	26 473	--	--	50 576
% da GGS ^[2]	9,66%	9,64%	6,67%			4,98%
% da tarifa de Venda a Clientes Finais	0,62%	0,70%	0,56%			0,94%

Nota:

^[1] O valor de tarifas 2008 inclui 1 anuidade relativa à convergência tarifária dos anos de 2006 e 2007, de 14 348 milhares de euros da RAA e de 7 995 milhares de euros da RAM

^[2] A partir de 2008 o valor é calculado tendo em conta os montantes a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no âmbito da actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.

O Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro, determinou que tendo em conta que os aumentos das tarifas para 2007 seriam superiores à taxa de inflação prevista, as tarifas de venda a clientes finais a fixar para o ano de 2007 não incluíam os custos com a convergência tarifária entre o Continente e as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira e que os valores com a convergência tarifária de 2006 e 2007, não reflectidos nas tarifas seriam recuperados através da UGS, acrescidos de juros, em prestações constantes, ao longo de um período de 10 anos, a partir de 1 de Janeiro de 2008.

O quadro seguinte sintetiza os valores em dívida e o montante da renda a incorporar nos proveitos permitidos da REN, cujo montante terá de ser devolvido em duodécimos à entidade titular do défice, durante o ano de 1998.

Quadro 4-28 - Custos com a convergência tarifária das RAS referente a 2006 e 2007

Unidade: 10 ³ EUR				
	Valor	Juros	Valor em dívida	Renda
RAA				
2006	38 325	1 362	39 687	5 059
2007	72 878		72 878	9 290
Total	111 203	1 362	112 565	14 348
RAM				
2006	14 011	498	14 509	1 849
2007	48 210	0	48 210	6 145
Total	62 221	498	62 719	7 995

No caso dos valores em dívida associados com os custos com a convergência tarifária da RAA referentes a 2006 e 2007, respectivamente, no montante de 39 687 milhares de euros e de 72 878 milhares de euros, num total de 112 565 milhares de euros, o direitos ao recebimento destes créditos foi cedido pela EDA a um consórcio de bancos cessionários formado pelo Banco Comercial Português, SA e pela Caixa Geral de Depósitos, SA, consubstanciado em dois contratos de cessão de créditos celebrados em 28 de Setembro de 2007.

Nesse sentido, o valor da renda no montante de 14 348 milhares de euros a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema, em 2008 deverá ser entregue pela REN, em duodécimos, em partes iguais, a cada um dos cessionários acima identificados de acordo com o Quadro 4-29.

Quadro 4-29 - Transferências da REN para os cessionários dos custos com a convergência tarifária da RAA

Unidade: EUR

	Renda do crédito cedido referente a 2006			Renda do crédito cedido referente a 2007			Valor mensal a entregar em 2008		
	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	210 788	210 788	421 576,00	387 066	387 066	774 132	597 854	597 854	1 195 708
Fevereiro	210 788	210 788	421 576,00	387 066	387 066	774 132	597 854	597 854	1 195 708
Março	210 788	210 788	421 576,00	387 066	387 066	774 132	597 854	597 854	1 195 708
Abril	210 788	210 788	421 576,00	387 066	387 066	774 132	597 854	597 854	1 195 708
Maió	210 788	210 788	421 576,00	387 066	387 066	774 132	597 854	597 854	1 195 708
Junho	210 788	210 788	421 576,00	387 066	387 066	774 132	597 854	597 854	1 195 708
Julho	210 788	210 788	421 576,00	387 066	387 066	774 132	597 854	597 854	1 195 708
Agosto	210 788	210 788	421 576,00	387 066	387 066	774 132	597 854	597 854	1 195 708
Setembro	210 788	210 788	421 576,00	387 066	387 066	774 132	597 854	597 854	1 195 708
Outubro	210 788	210 788	421 576,00	387 066	387 066	774 132	597 854	597 854	1 195 708
Novembro	210 788	210 788	421 576,00	387 066	387 066	774 132	597 854	597 854	1 195 708
Dezembro	210 785	210 785	421 570,00	387 069	387 069	774 138	597 854	597 854	1 195 708
Total	2 529 453	2 529 453	5 058 906	4 644 795	4 644 795	9 289 590	7 174 248	7 174 248	14 348 496

PARCELA ASSOCIADA AOS TERRENOS HÍDRICOS

A Portaria n.481/2007, de 19 de Abril, reviu as taxas a aplicar no cálculo da remuneração dos terrenos e alterou a Portaria n.º 96/2004, de 23 de Janeiro. Assim, a taxa de remuneração dos terrenos de domínio público hídrico deixou de estar indexada à taxa *swap* interbancária de prazo mais próximo ao horizonte de amortização legal dos terrenos em causa, verificada no primeiro dia do mês de Janeiro no ano *t-2*, divulgada pela Reuters à hora de fecho de Londres, acrescida de meio ponto percentual, e passou a estar indexada à taxa de variação dos últimos 12 meses do Índice de Preços no Consumidor, publicada pelo INE relativamente aos mês de Setembro do ano anterior ao de amortização legal dos terrenos em causa.

Considerou-se que esta alteração da taxa teria efeitos a partir de 1 de Julho de 2007, à semelhança do indicado para a remuneração dos terrenos de 1999 a 2003. A alteração da taxa no 2º semestre de 2007 implicou uma redução de proveitos de 4 239 milhares de euros relativamente ao previsto para Tarifas de 2007.

No cálculo da renda dos CMEC com efeitos a 1 de Julho de 2007, foi incluída a remuneração e amortização dos terrenos da zona de protecção hídrica, valor incluído nos proveitos da Gestão Global do Sistema até 2007, pelo que a anulação referente ao 2.º semestre de 2007 implicou uma redução de proveitos de 870 milhares de euros nesta parcela.

DÉFICES TARIFÁRIOS DE BT E REMUNERAÇÃO DOS TERRENOS DE 1999 A 2003

Conforma acima referido a Portaria n.º 481/2007, de 19 de Abril, reviu as taxas a aplicar no cálculo da remuneração dos terrenos e alterou a Portaria n.º 96/2004 de 23 de Janeiro. Assim, a taxa de actualização para cálculo da anuidade referente ao desvio tarifário ocorrido entre 1999 e 2003, deixou de

ser a euribor acrescida de meio ponto percentual e passou a estar indexada à taxa de variação dos últimos 12 meses do Índice de Preços no Consumidor, publicada pelo INE relativamente aos mês de Setembro do ano anterior ao de amortização legal dos terrenos em causa. O n.º 3 desta Portaria definiu ainda que o remanescente do desvio tarifário ocorrido entre 1999 e 2003 seria pago de acordo com a vida útil dos respectivos terrenos e não a 10 anos conforme inicialmente previsto.

Para além disso, como a Portaria tem efeitos desde 1 de Julho de 2007, calculou-se a diferença entre a nova renda em 2007 (17 430) e a renda considerada para tarifas 2007 (21 665) tendo o diferencial de -4 235 milhares de euros sido considerado nos proveitos permitidos desta actividade para 2008.

O Quadro 4-30 sintetiza os valores considerados.

Quadro 4-30 - Metodologia de cálculo do remanescente da remuneração dos terrenos de 1999 a 2003

	1998	1999	2000	2001	2002
Taxas de Remuneração	6,5%	6,5%	6,5%	6,5%	6,5%

Tx remuneração a 6,5% e renda a 10 anos

Unidade: 10³ EUR

	Saldo inicial	juro	amortização	Renda anual	Taxa de juro
2006	180 431	4 702	16 027	20 729	2,606%
2007	164 404	5 845	15 821	21 665	3,555%
2008	148 584				

Tx remuneração a 6,5% e renda até final da vida útil, actualizada com a taxa de juro igual ao IPC a partir do 2.º semestre de 2007

Unidade: 10³ EUR

	Saldo inicial	juro	amortização	Renda anual	Taxa de juro
2006	180 431	4 702	16 027	20 729	2,606%
2007	164 404	5 305	12 125	17 430	0,000%
1º sem	164 404	2 897	7 841	10 738	1,762%
2º sem	156 563	2 408	4 284	6 692	1,538%
2008	152 279				

De acordo com o Despacho do Ministério da Economia e da Inovação, o valor de 466 240 milhares de euros é afectado à redução do défice tarifário acumulado em 31 de Dezembro de 2007, constituído nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro. Ainda de acordo com o referido diploma, aquele valor destina-se a amortizar integralmente o saldo do défice tarifário devido à entidade concessionária da RNT.

Em cumprimento daquele diploma apresenta-se no Quadro 4-31 a afectação deste valor.

Quadro 4-31 - Défice tarifário da REN a 31 de Dezembro de 2007Unidade: 10³ EUR

	Valor
Remuneração dos terrenos 1999 a 2003	152 279
Défice tarifário de BT:	
2006	
Continente	272 572
Regiões Autónomas	11 062
2007	
Continente	29 143
Regiões Autónomas	1 184
Total	466 240

PROVEITOS PERMITIDOS DA GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA PARA 2008

O montante de proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT na actividade de Gestão Global do Sistema é dado pela expressão estabelecida no Artigo 72.º do Regulamento Tarifário.

Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula foram considerados os valores do Quadro 4-32.

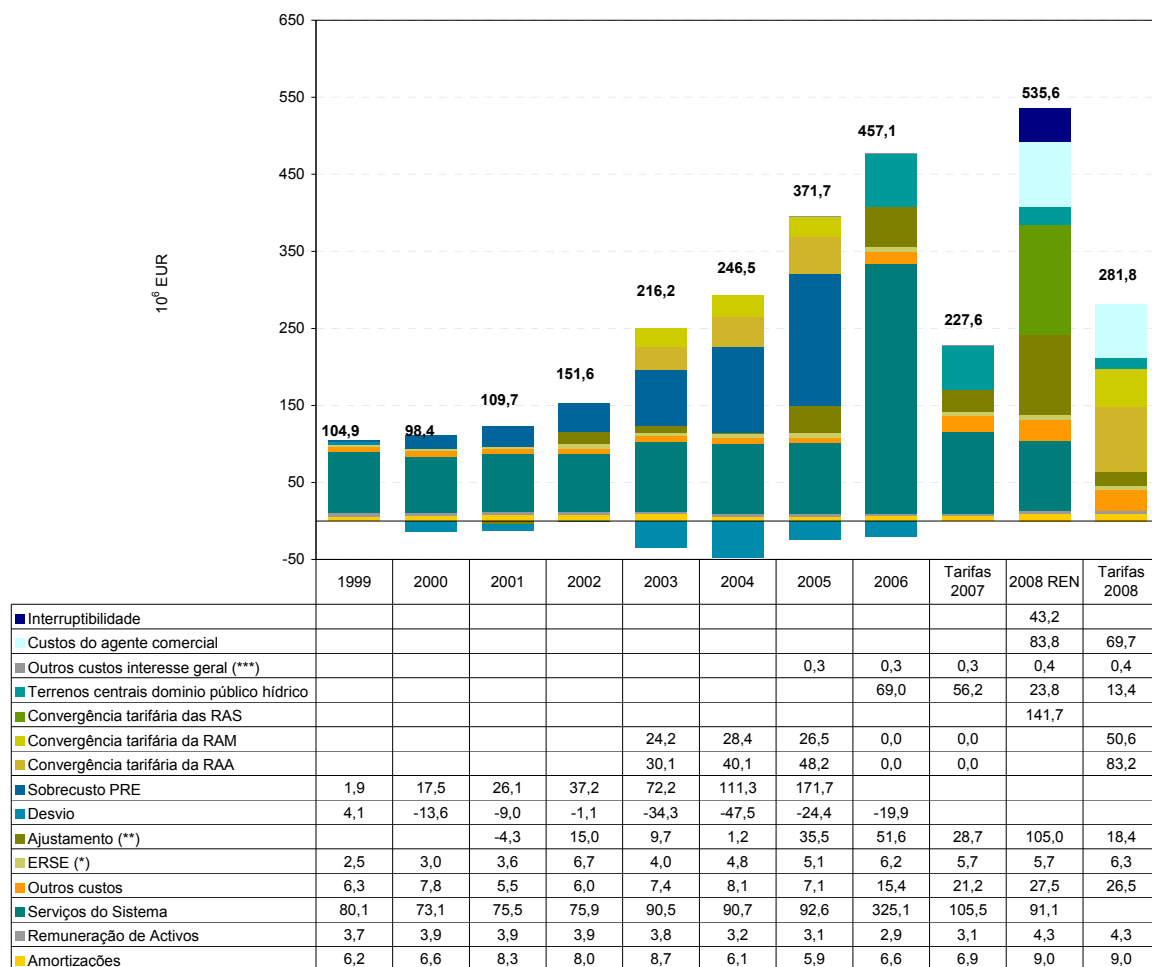
Quadro 4-32 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Gestão Global do Sistema

		Unidade: 10 ³ EUR	
		Tarifas 2007	Tarifas 2008
A	$\tilde{R}_{GS,t}^T = a + b \times \frac{c}{100} + d + e + f - g - h$	131 468	27 924
a	$Am_{GS,t}^{GS}$	6 854	9 008
b	$Ac_{GS,t}^{GS}$	43 822	61 141
c	$r_{GS,t}$	7,0	7,0
d	$CSS_{GS,t}$	105 536	0
e	$CGS_{GS,t}$	11 745	18 904
f	$CGC_{GS,t}$	0	0
g	$S_{GS,t}$	2 650	3 862
h	$\Delta R_{GS,t-2}^T$	-6 916	405
B	$\tilde{R}_{PUL,t}^T = i + j - k + l + m + n + o + p + q + r + s + t - u$	96 117	253 861
i	$RAA_{PUL,t}$	0	83 236
j	$RAM_{PUL,t}$	0	50 576
k	$\Delta RA_{PUL,t-1}^T$	0	0
l	$R_{CCEE,t}^{AC}$	--	69 728
m	$TER_{PUL,t} - TER_{PUL,t-1} + TER_{PUL,t-1} \times \frac{TER_{PUL,t} - TER_{PUL,t-1}}{TER_{PUL,t-1}}$	34 567	17 648
	$TER_{PUL,t} = Am_{PUL,t}^{TerDPH} + Ac_{PUL,t}^{TerDPH} \times \frac{TER_{PUL,t} - TER_{PUL,t-1}}{TER_{PUL,t-1}}$	32 898	18 518
	$Am_{PUL,t}^{TerDPH} = Am_{PUL,t}^{TerDPH} \times \frac{TER_{PUL,t} - TER_{PUL,t-1}}{TER_{PUL,t-1}}$	5,02	2,40
	$Ac_{PUL,t}^{TerDPH} = Ac_{PUL,t}^{TerDPH} \times \frac{TER_{PUL,t} - TER_{PUL,t-1}}{TER_{PUL,t-1}}$	14 068	14 097
	$TER_{PUL,t} = Am_{PUL,t}^{TerDPH} + Ac_{PUL,t}^{TerDPH} \times \frac{TER_{PUL,t} - TER_{PUL,t-1}}{TER_{PUL,t-1}}$	374 839	360 787
	$TER_{PUL,t} = Am_{PUL,t}^{TerDPH} + Ac_{PUL,t}^{TerDPH} \times \frac{TER_{PUL,t} - TER_{PUL,t-1}}{TER_{PUL,t-1}}$	0	-4 239
	$TER_{PUL,t} = Am_{PUL,t}^{TerDPH} + Ac_{PUL,t}^{TerDPH} \times \frac{TER_{PUL,t} - TER_{PUL,t-1}}{TER_{PUL,t-1}}$	1 669	-870
	$TER_{PUL,t} = Am_{PUL,t}^{TerDPH} + Ac_{PUL,t}^{TerDPH} \times \frac{TER_{PUL,t} - TER_{PUL,t-1}}{TER_{PUL,t-1}}$	5,02	0,00
	$TER_{PUL,t} = Am_{PUL,t}^{TerDPH} + Ac_{PUL,t}^{TerDPH} \times \frac{TER_{PUL,t} - TER_{PUL,t-1}}{TER_{PUL,t-1}}$	721	0
	$TER_{PUL,t} = Am_{PUL,t}^{TerDPH} + Ac_{PUL,t}^{TerDPH} \times \frac{TER_{PUL,t} - TER_{PUL,t-1}}{TER_{PUL,t-1}}$	18 896	0
	$TER_{PUL,t} = Am_{PUL,t}^{TerDPH} + Ac_{PUL,t}^{TerDPH} \times \frac{TER_{PUL,t} - TER_{PUL,t-1}}{TER_{PUL,t-1}}$	0	-870
n	$TER_{PUL,t-2003}$	21 665	-4 235
	Renda anual	21 665	0
	Aplicação da Portaria n.º 481/2007, de 19 de Abril com efeitos a 1 de Julho de 2007	0	-4 235
o	$REG_{GS,t}$	5 655	6 265
p	$AdC_{PUL,t}$	328	393
q	$DT_{06,PUL,t}^T$	--	0
r	$DT_{07,PUL,t}^T$	--	0
s	$OC_{PUL,t}$	2 145	1 487
t	$EC_{PUL,t}$	10 000	10 000
u	$\Delta R_{PUL,t-2}^T$	-21 757	-18 765
C	$\tilde{R}_{GP,t}^T = V - W$	0	0
v	$MGP_{GP,t}$		
w	$\Delta R_{GP,t-2}^T$		
D	$= A + B + C$	227 585	281 786

Nota: ^[1] Inclui os custos com a EDIA em 2007

A Figura 4-13 mostra a decomposição do nível de proveitos da actividade de Gestão Global do Sistema.

Figura 4-13 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Gestão Global do Sistema
(preços correntes)



Nota:

(*) Exclui os custos com a Autoridade da Concorrência.

(**) O ajuste de 2001 contempla o desvio de 1999 atualizado e o ajustamento extraordinário das FSE não aceites nas tarifas de 2000.

(***) Inclui os custos com a Autoridade da Concorrência.

Para além das diferenças que resultam das explicações acima referidas relativamente a custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, parcela associada aos terrenos hídricos, défices de BT, remuneração dos terrenos de 1999 a 2003 e custos com a manutenção do equilíbrio contratual as restantes diferenças relativamente aos valores enviados pela REN devem-se a:

- Custos de interruptibilidade. De acordo com o n.º 4 do artigo 73.º do RT estes custos são aceites *a posteriori* com um desfazamento de 2 anos.
- Diferencial de 6 pontos percentuais na taxa de inflação que implica um aumento do montante a reflectir nas tarifas na ordem dos 0,5 milhões de euros.

- Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial. O montante de 69,7 milhões de euros aceite pela ERSE encontra-se justificado no ponto 4.3.2.1
- Montante de ajustamentos a integrar nas tarifas de 2008. O montante de 18,4 milhões de euros considerado pela ERSE encontra-se justificado no documento “Ajustamentos referentes a 2006 e 2007 a repercutir nas tarifas de 2008”, anexo a este documento.
- Custos da ERSE de acordo com o orçamento aprovado para 2008 (+0,6 milhões de euros). Estes custos incluem os custos com a Autoridade da Concorrência.

De acordo com o Decreto-Lei n.º 30/04, de 6 de Fevereiro, a ERSE deve contribuir todos os anos para as receitas próprias da Autoridade da Concorrência com um valor correspondente até 7,5% das receitas provenientes das “... taxas cobradas no último exercício em que tenham contas fechadas ...”, entendendo-se, no caso da ERSE, dos proveitos suportados pela REN - Rede Eléctrica nacional e pela REN Gasodutos. O montante inscrito no orçamento da ERSE para 2007 correspondente ao sector eléctrico é de 393 milhares de euros.

- Outros custos, no montante total de -1 milhão de euros, resultante da não aceitação de custos com donativos (-0,3 milhões de euros) e dos custos aceites com o OMIP (-0,7 milhões de euros).
- Custos com serviços do sistema. Estes custos deixam de fazer parte dos custos aceites no âmbito da actividade de Gestão Global do Sistema e serão negociados em mercado.

Nas tarifas para 2008 são previstos custos com os serviços de sistema a cobrar pelo gestor de sistema aos agentes no mercado. Deste modo, no custo de aprovisionamento de energia eléctrica no mercado grossista os comercializadores devem incluir custos com os serviços de sistema. É o caso do comercializador de último recurso, cujo preço médio de aquisição de energia eléctrica inclui o pagamento dos serviços de sistema.

Em simultâneo com a cessação dos CAE e a criação do mercado organizado, a prestação dos serviços de sistema deixou a forma de contrato bilateral (CAE) entre os produtores e o gestor de sistema para adoptar também aqui um mecanismo de mercado. Neste mercado organizado de serviços de sistema, o gestor de sistema aprovisiona as suas necessidades de reserva e os produtores participam ofertando a sua capacidade disponível em cada hora.

Em 2007, após o início do MIBEL, os serviços de sistema passaram a ser imputados directamente aos agentes de mercado, através do procedimento de acerto de contas de desvios, como previsto no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas. Na tarifa de Uso Global do Sistema, e de acordo com o Regulamento Tarifário, são cobrados os custos de funcionamento associados ao gestor de sistema. Na verdade, no âmbito do Plano de Compatibilização Regulatória entre Portugal e Espanha, em particular no processo de harmonização das tarifas de acesso às redes, deverá ser discutido o melhor enquadramento para a forma de cobrança dos custos de serviços de sistema, tendo em consideração a

contribuição dos vários agentes para os respectivos custos e, assim, o respeito pela racionalidade económica desse custo e da sua imputação.

Em rigor, os custos dos serviços de sistema que possam ser imputáveis aos agentes do mercado grossista que incorrem em desvios aos seus programas, deverão ser-lhes cobrados directamente, incidindo esses custos sobre os agentes que lhes dão origem. Por outro lado, os custos dos serviços de sistema cuja origem não seja atribuível directamente a cada agente deverão ser incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e recuperados com uma estrutura tarifária adequada, garantindo-se transparência na determinação e divulgação dos custos do sistema associados ao sistema electroprodutor como um todo bem como a universalidade na sua afectação.

Acrescenta-se por fim que a discussão a ter sobre os serviços de sistema liga-se com o tema da transparência dos processos de decisão do gestor do sistema. Para esse efeito, importa realçar a importância da separação funcional entre o gestor de sistema e o operador da rede de transporte e proprietário dessa rede. A individualização dos custos associados a estas duas actividades, bem como a sua efectiva separação funcional, está na base da construção e harmonização do modelo do mercado aplicável aos serviços de sistema e à forma de imputar estes custos aos consumidores.

4.3.2.4 ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA

O custo de transporte por cada unidade de energia eléctrica tem oscilado ao longo dos últimos anos. Prevê-se que o custo por kWh cresça em média 5,6% ao ano entre 2001 e 2008.

Quadro 4-33 - Indicadores da actividade de Transporte de Energia Eléctrica

	Unidade	2001 Real	2002 Real	Evolução Anual	2003 Real	Evolução Anual	2004 Real	Evolução Anual	2005 Real	Evolução anual	2006 Real	Evolução anual	Tarifas 2007	Evolução anual	Tarifas 2008	Evolução anual
	(1)	(2)		(2)-(1)/(1) %	(3)	(3)-(2)/(2) %	(4)	(4)-(3)/(3) %	(5)	(5)-(4)/(4) %	(6)	(6)-(5)/(5) %	(7)	(7)-(6)/(6) %	(8)	(8)-(7)/(7) %
Custo unitário de Transporte de Energia Eléctrica	[€/MWh ⁽¹⁾]	2,89	3,08	6,8%	3,15	2,4%	3,14	-0,4%	3,65	16,2%	3,60	-1,3%	3,92	8,9%	4,23	7,9%
Investimento anual	[10 ⁹ EUR]	65 058	96 173	47,8%	113 197	17,7%	129 560	14,5%	201 504	55,5%	233 316	15,8%	224 844	-3,6%	241 771	7,5%
Imobilizado Líquido médio	[10 ⁹ EUR]	644 998	672 841	4,3%	727 101	8,1%	792 644	9,0%	867 332	9,4%	987 396	13,8%	1 173 954	18,9%	1 298 901	10,6%
Custos operacionais controláveis adoptados	[10 ⁹ EUR]	27 457	28 016	2,0%	29 372	4,8%	31 641	7,7%	41 257	30,4%	40 291	-2,3%	35 882	-10,9%	44 952	25,3%

Nota: ⁽¹⁾ Energia eléctrica referida à saída da RNT

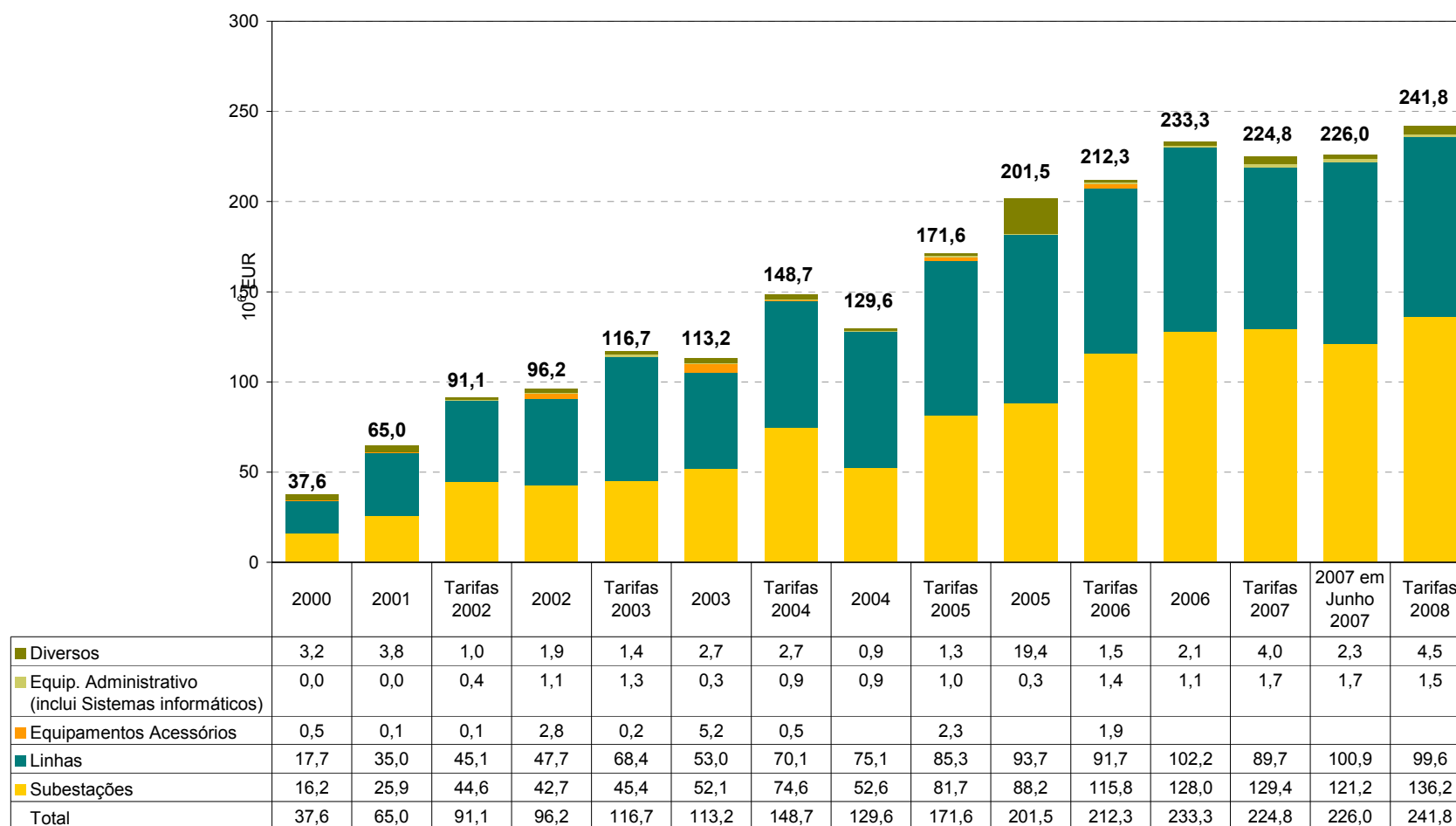
INVESTIMENTOS NA ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA

Os proveitos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica (TEE) decorrem essencialmente da remuneração dos activos em exploração que compõem a Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica (RNT), bem como pelo valor das amortizações a eles associados.

Apesar dos investimentos que são previstos pela REN só constituírem custos para os consumidores quando passam à exploração e de os valores inicialmente aceites para as tarifas de cada ano serem ajustados *a posteriori* em função dos investimentos efectivamente realizados e integrados na exploração desta actividade, o acompanhamento da sua realização tem constituído, desde sempre, uma preocupação da ERSE.

Na Figura 4-14 podem observar-se os valores ocorridos de 2000 a 2006, os valores de investimento aceites pela ERSE no cálculo das tarifas desde 2002, bem como, os valores estimados pela REN para 2007 (2007 estimativa) e os previstos para 2008 e aceites pela ERSE (Tarifas 2008).

Figura 4-14 - Investimento a custos técnicos na actividade de Transporte de Energia Eléctrica



Nota: Os valores de 2008 foram actualizados tendo em conta a taxa de inflação de 2,7%.

Da análise da figura, verifica-se que os valores realizados em 2002 e 2003 tiveram um grau de realização muito próximo do previsto, tendo registado diferenças apenas de +5,6% e -3%, respectivamente. Em 2004 o grau de realização do investimento foi de 87,1%. O maior desvio relativamente ao previsto ocorreu ao nível das subestações. De acordo com as estimativas da REN enviadas em 2004 para o ano de 2004 já se previa que este investimento não iria ocorrer na totalidade.

O acréscimo de investimento em 2005 relativamente ao previsto para tarifas 2005, de 17,4%, resulta essencialmente da aquisição pela REN à EDP do edifício da sede na Av. Estados Unidos da América. Excluindo este investimento o desvio reduz-se para 6,1%. Em 2006 o investimento superou as previsões em cerca de 10%. Para 2007, a REN prevê manter o nível de investimento inicialmente previsto e para 2008 a REN prevê um aumento de investimento relativamente à estimativa para o ano corrente na ordem dos 6,9%.

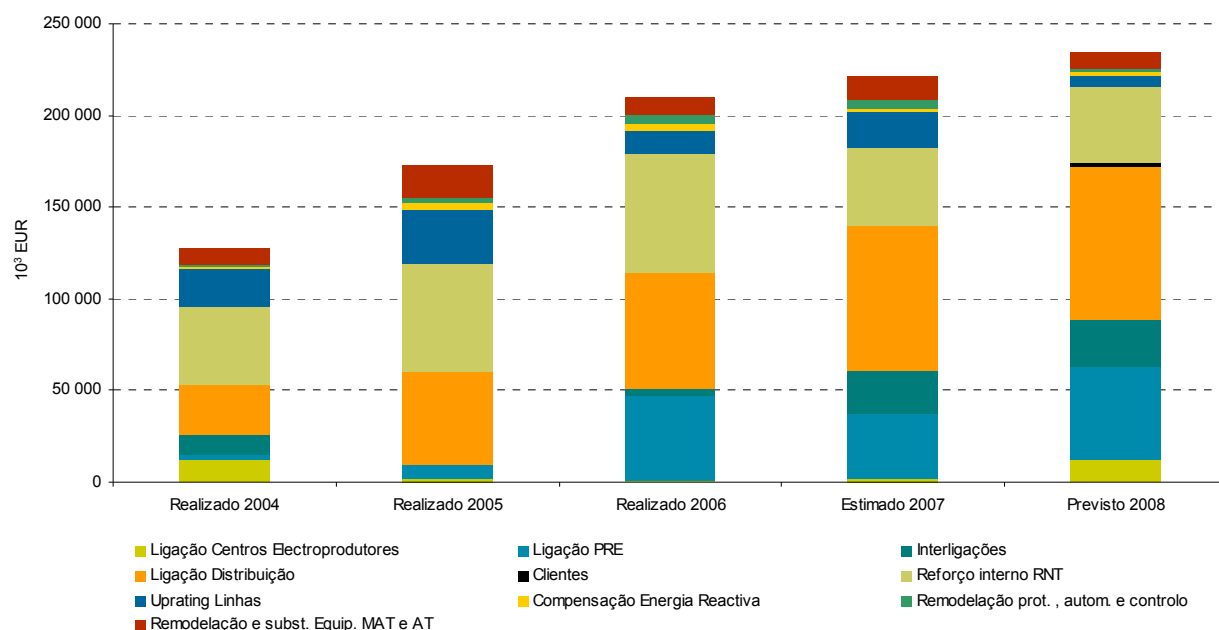
O Quadro 4-34 e a Figura 4-15 apresentam a evolução dos investimentos realizados na rede de transporte de Portugal continental entre 2004 e 2006, do investimento estimado para 2007 e do investimento previsto para 2008, desagregado pelas principais rubricas.

Para cada ano é evidenciada a estrutura do investimento, com a indicação da percentagem que cada rubrica representa no investimento total. Para os últimos dois anos em análise, 2007 e 2008, é apresentada a variação dos montantes de investimento previsto relativamente ao ano imediatamente anterior.

Quadro 4-34- Evolução do investimento a custos técnicos na rede de transporte de energia eléctrica da REN

Equipamento	Realizado 2004		Realizado 2005		Realizado 2006		Estimado 2007		Previsto 2008		Variação 2006-2007		Variação 2007-2008	
	10 ³ EUR	%	10 ³ EUR	%	10 ³ EUR	%	10 ³ EUR	%	10 ³ EUR	%	10 ³ EUR	%	10 ³ EUR	%
Ligação a Grandes Centros Electroprodutores	12 483	10%	1 790	1%	1 020	0%	1 375	1%	12 346	5%	354	35%	10 971	798%
Ligação PRE	1 801	1%	8 122	5%	45 752	22%	36 055	16%	50 778	22%	-9 697	-21%	14 723	41%
Interligações	11 390	9%	190	0%	4 056	2%	23 414	11%	25 494	11%	19 358	477%	2 081	9%
Ligação Distribuição	26 683	21%	49 576	29%	63 985	30%	78 408	35%	83 466	36%	14 423	23%	5 058	6%
Clientes							196	0%	2 630	1%	196	N/A	2 434	1241%
Reforço interno RNT	43 721	34%	59 596	35%	64 276	31%	42 791	19%	41 129	18%	-21 485	-33%	-1 661	-4%
Uprating Linhas	20 213	16%	29 554	17%	12 163	6%	19 825	9%	5 860	3%	7 662	63%	-13 965	-70%
Compensação Energia Reactiva	1 286	1%	3 549	2%	4 484	2%	1 422	1%	2 239	1%	-3 062	-68%	817	57%
Remodelação prot. , autom. e controlo	605	0%	2 756	2%	4 570	2%	5 390	2%	1 438	1%	820	18%	-3 952	-73%
Remodelação e subst. Equip. MAT e AT	9 120	7%	17 450	10%	10 307	5%	13 112	6%	8 978	4%	2 805	27%	-4 134	-32%
INVESTIMENTO TOTAL	127 302		172 583		210 613		221 988		234 359		11 375	5%	12 371	6%

Figura 4-15 - Evolução do investimento a custos técnicos na rede de transporte de energia eléctrica da REN



Da análise à Figura 4-15, realça-se a tendência crescente do investimento na rede de transporte, com um crescimento dos montantes associados à “Ligação à PRE” e às “Interligações”. Destaque igualmente para o montante previsto para a “Ligação a Grandes Centros Electroprodutores”, previsto para 2008. Igualmente para 2008, verifica-se o aumento da rubrica “Clientes”, associado às obras do novo aeroporto de Lisboa (previsto para a OTA).

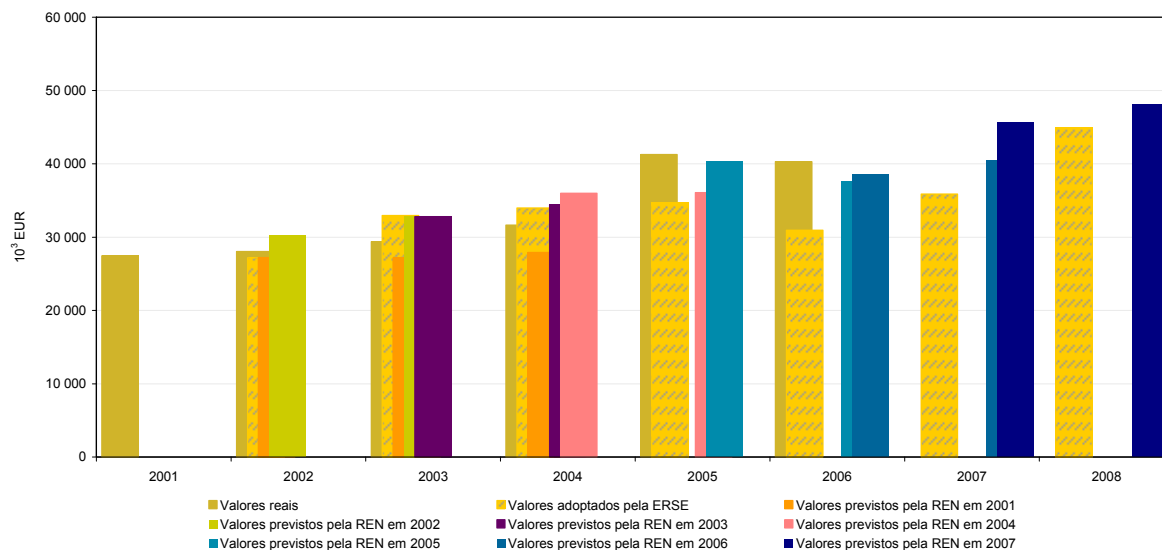
Da análise ao Quadro 4-34 destaca-se a modificação da estrutura do investimento que, em 2004 e 2005, assentava num maior peso do “Reforço interno da RNT”, “Ligação à Distribuição” e “Uprating de linhas”. Esta estrutura alterou-se nos últimos anos, destacando-se a diminuição do peso relativo da rubrica “Reforço interno da RNT” e o crescimento das rubricas “Ligação à PRE” e “Interligações”. A “Ligação à Distribuição” mantém-se como uma das principais rubricas ao longo do período em análise.

Em termos absolutos (milhões de euros) e analisando as principais rubricas, verificou-se que:

- O investimento na “Ligação a Grandes Centros Electroprodutores”, previsto para 2008, encontra-se ao nível do realizado em 2004, na ordem dos 12,5 milhões de euros, seguindo um período de três anos em que o investimento realizado não excedeu os 2 milhões de euros. Este forte investimento em 2008 está associado principalmente a ligações às três novas centrais de ciclo combinado (Figueira da Foz, Lavos e Pego).

- A “Ligação à PRE”, uma das principais rubricas na estrutura do investimento a partir de 2006, tem previsto fortes investimentos para 2007 (36 milhões de euros) e 2008 (50 milhões de euros), com destaque para projectos associados a aberturas de subestações em “Vila Pouca de Aguiar”, “Tábua” e “Frades”.
- As “Interligações”, igualmente uma das principais rubricas de investimento nos últimos anos, tem investimentos consideráveis previstos para 2007 (23,4 milhões de euros) e 2008 (25,5 milhões de euros), destacando-se os projectos associados a reforço da interligação na zona do Douro Internacional, a continuação dos trabalhos na interligação Alqueva-Brovaes e a reconversão para 400 kV da linha Valdigem-Vermoim, por forma aumentar a capacidade de transporte do Douro Nacional.
- Os projectos associados à “Ligação à Distribuição” constituem a principal fatia do total de investimentos da REN. Com um investimento previsto crescente em 2007 (78,4 milhões de euros) e em 2008 (83,5 milhões de euros), a rubrica representa mais de 35% do total. Os principais projectos previstos a este nível dizem respeito à continuação dos trabalhos na ligação em cabo subterrâneo de 200 kV Alto Mira-Zambujal, a linha de 400 kV (explorada a 60 kV) entre a Falagueira e Estremoz, e a criação dos injectores em Macedo de Cavaleiros e Castelo Branco.
- No que diz respeito ao “Reforço Interno da RNT”, apesar da diminuição do investimento face aos anos anteriores, continua a representar quase 20% do total a investir. Para 2007 e 2008 estão previstos investimentos na ordem dos 40 milhões de euros. Os principais projectos estão relacionados com a extensão dos 400 kV até à região do Algarve, a articulação dos 400/150 kV na região do Minho (Pedralva), a articulação dos níveis de tensão 400/220 kV na região de Lisboa (Alto Mira), a instalação do autotransformador desfasador na subestação “Falagueira” e do autotransformador 400/150 kV na zona algarvia de Tavira e, finalmente, com grande impacto nos investimentos a realizar em 2008, terá lugar a principal fase de trabalhos de remodelação do Posto de Corte de Caniçada.

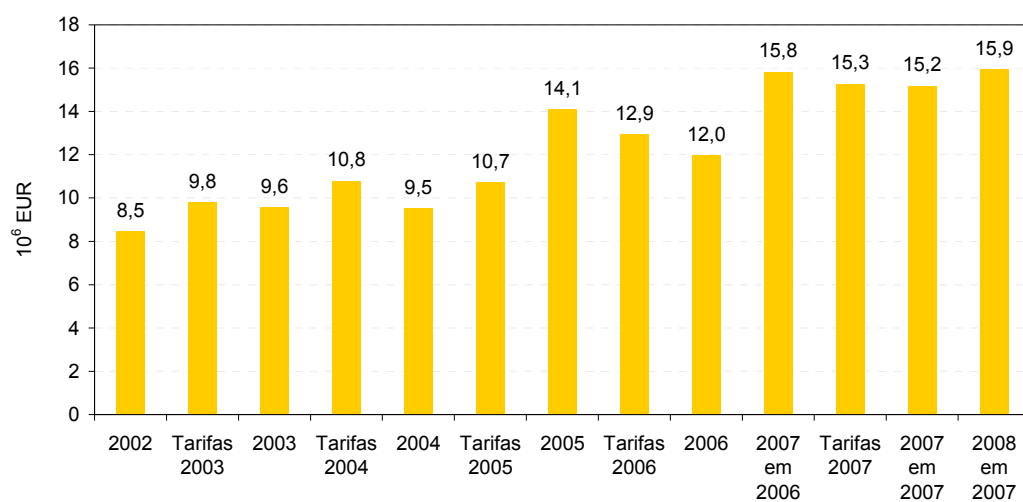
Relativamente aos custos operacionais controláveis apresenta-se na Figura 4-16 a evolução real de 2001 a 2006 bem como as previsões da REN e a sua comparação com os valores aceites pela ERSE desde 2001.

Figura 4-16 - Custos controláveis da actividade de Transporte de Energia Eléctrica

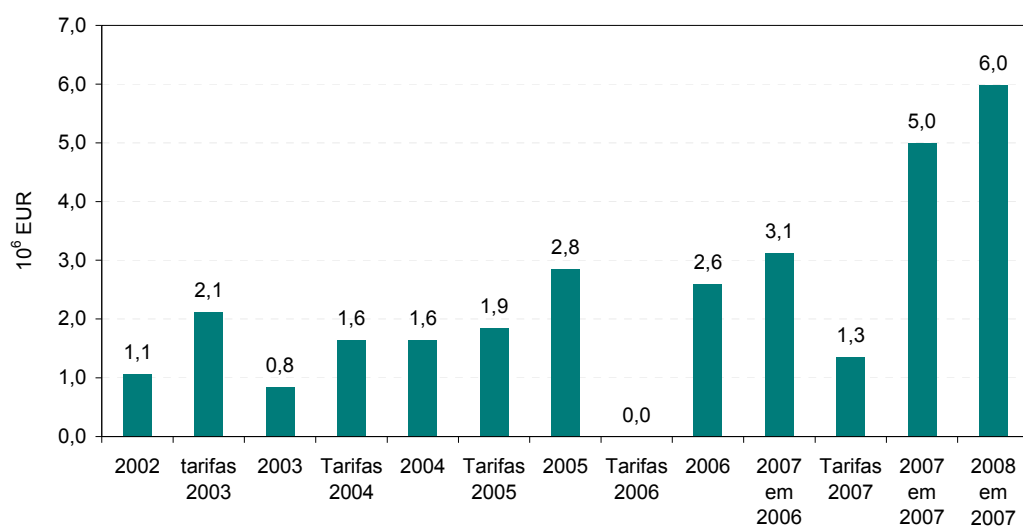
Verifica-se que a REN continua a enviar estimativas e previsões de custos operacionais de exploração superiores aos valores previstos em 2001 e aos valores reais, o que revela alguma ineficácia no controlo dos seus custos, aspecto que tem merecido a atenção da ERSE. O acréscimo de custos em 2005 resultou essencialmente da alteração da metodologia dos custos actuariais e da constituição de uma provisão para outros riscos e encargos com um impacte total de cerca de 11 milhões de euros nos custos desta actividade.

Estes acréscimos resultam essencialmente das previsões para os custos com fornecimentos e serviços externos.

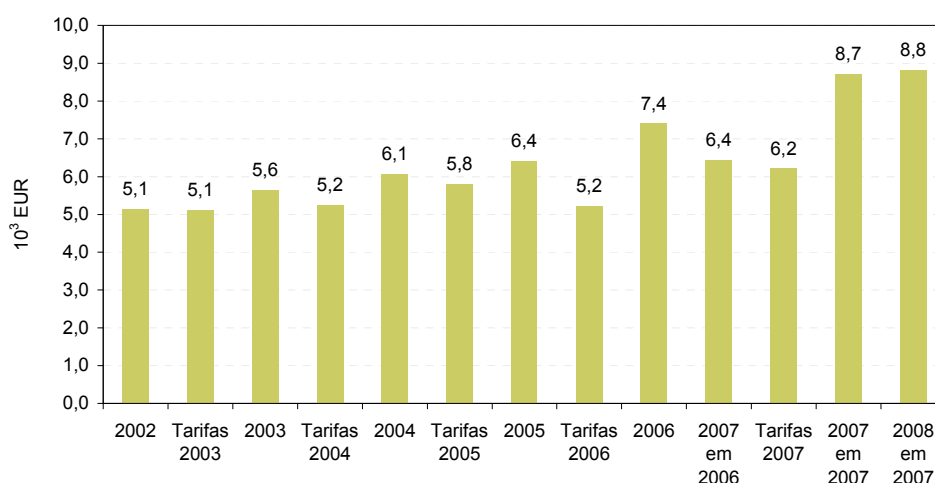
As figuras seguintes apresentam a evolução dos fornecimentos e serviços externos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica, desagregados em conservação e reparação (Figura 4-17), trabalhos especializados (Figura 4-18) e outros fornecimentos e serviços externos (Figura 4-19).

Figura 4-17 - Conservação e reparação

Nota: Os valores de 2008 foram actualizados com a taxa de inflação de 2,7%.

Figura 4-18 - Trabalhos especializados

Nota: Os valores de 2008 foram actualizados com a taxa de inflação de 2,7%.

Figura 4-19 - Outros fornecimentos e serviços externos

Nota: Os valores de 2008 foram actualizados com a taxa de inflação de 2,7%.

Tendo em conta a informação enviada pela REN, a ERSE decidiu:

- Não aceitar os custos previstos pela REN com donativos (0,7 milhões de euros), decisão tomada desde 2004.
- Não aceitar o valor de 1,8 milhões de euros dos custos previstos para esta actividade, que representam cerca de 4% dos custos operacionais de exploração. De acordo com um estudo de *benchmarking* internacional recentemente efectuado¹⁴ que envolveu a REN e os operadores da rede de transporte da Áustria (Verbund APG), da Dinamarca (Elkraft e Eltra), da Holanda (Tennet) e da Noruega (Statnett), promovido pelos reguladores dos respectivos países, a REN tem um elevado potencial de melhoria relativo ao seu desempenho ao nível dos custos de operação e manutenção da rede de transporte, pelo que se decidiu dar um sinal incentivador da obtenção de ganhos de eficiência na operação e manutenção da rede de transporte.

O agravamento dos custos nas estimativas da REN para 2007 e as previsões para 2008, enviadas em Junho de 2007, relativamente ao ano anterior (ver Figura 4-16 - Custos controláveis da actividade de Transporte de Energia Eléctrica) justificam a manutenção do mesmo no cálculo das tarifas de 2008.

Os custos com a promoção do desempenho ambiental, no montante de 0,8 milhões de euros de acordo com o Regulamento Tarifário só são aceites em 2010, após o envio pela REN do Relatório de Execução do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA). Estes custos dizem respeito a custos com desmontagem de linhas.

¹⁴ "ECOM+ Results 2005 - Final Report", Sumicsid AB, 2005-10-30.

PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA PARA 2008

O montante de proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT na actividade de Transporte de Energia Eléctrica é dado pela expressão estabelecida no n.º 1 do Artigo 77.º do Regulamento Tarifário.

Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula foram considerados os valores do Quadro 4-35.

Quadro 4-35 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica

Unidade: 10³ EUR

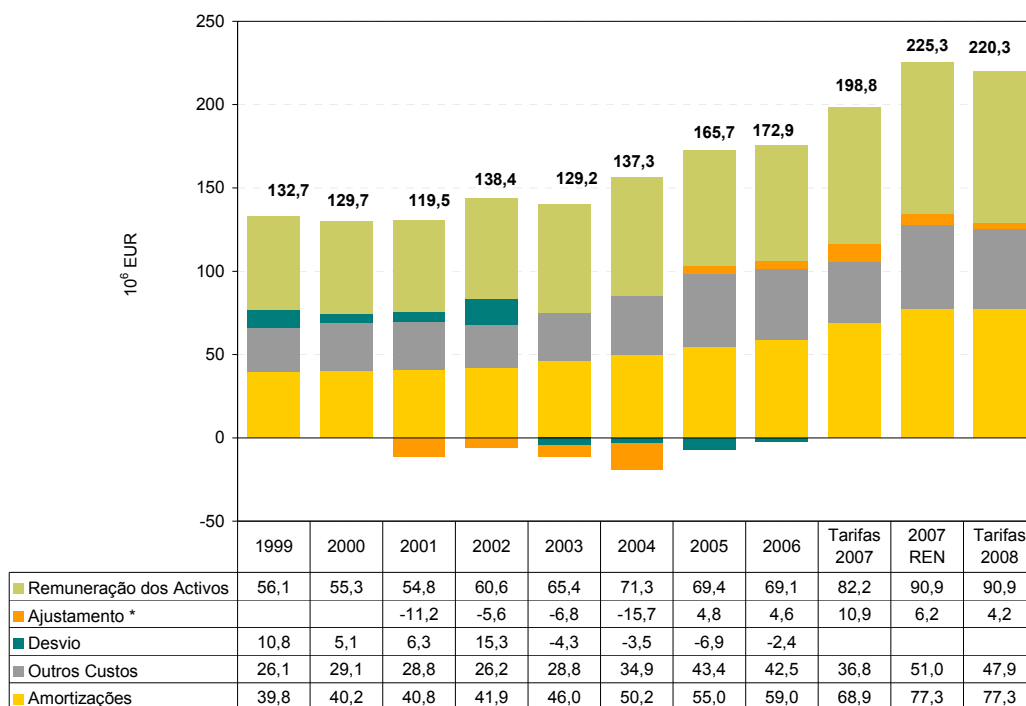
		Tarifas 2007	Tarifas 2008
Am_t^T	amortizações dos activos afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica	68 875	77 323
Act_t^T	valor médio dos activos afectos ao transporte, líquido de amortizações e participações	1 173 954	1 298 901
r_t^T	taxa de remuneração permitida para os activos afectos ao transporte (%)	7,0	7,0
CC_t^T	custos com fornecimentos e serviços externos e pessoal	45 482	57 163
OC_t^T	outros custos associados à actividade de Transporte de Energia Eléctrica	1 842	309
CAE_t^{URT}	custos decorrentes dos CAE imputados à tarifa de URT	957	0
S_t^T	proveitos facturados no âmbito da actividade de transporte e que não resultam das tarifas de URT	-11 443	-9 621
Δ_{t-2}^T	Ajustamento no ano t, dos proveitos das tarifas de Uso Rede de Transporte facturados no ano t-2	-10 910	-4 187
R_t^T	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Transporte de Energia Eléctrica	198 801	220 284

Os proveitos facturados no âmbito da actividade de Transporte de Energia Eléctrica e que não resultam das tarifas de Uso da Rede de Transporte, incluem o valor das compensações entre operadores de rede, que é pago ou recebido em saldo mensal, sendo os recebimentos função das suas exportações e importações e dos recebimentos proporcionais à energia de trânsito. Este mecanismo, criado em Março de 2002, tem como objectivo compensar o operador da rede de transporte de cada país pela utilização da respectiva rede por trânsitos de energia eléctrica induzidos por terceiros, e tem vindo a ser sujeito a um permanente processo de aperfeiçoamento das suas regras.

O crescimento, desde 2004, das importações decorrentes de contratações do mercado liberalizado e vendas da REN, acompanhado por uma redução da energia de trânsito levou a que a REN tivesse passado de uma situação de recebedora, em 2002 e 2003, para pagadora. A REN prevê para 2007 e 2008 um pagamento anual na ordem dos 2,9 milhões de euros. Valor considerado pela ERSE no cálculo das tarifas de 2008.

A Figura 4-20 mostra que cerca de 41,3% dos proveitos permitidos correspondem à remuneração dos activos líquidos afectos a esta actividade e cerca de 35,1% à amortização dos mesmos activos.

Figura 4-20 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica
(preços correntes)



Nota:

[1] O ajuste de 2001 contempla o desvio de 1999 actualizado e o ajustamento extraordinário dos FSE não aceites nas tarifas de 2000.

Relativamente aos valores enviados pela REN, e tendo em conta o acima mencionado, os valores divergem, num total de 5,1 milhões de euros, devido a:

- Nível de eficiência de 4% sobre os custos de exploração, -1,8 milhões de euros.
- Custos com donativos -0,7 milhões de euros.
- Alteração da taxa de inflação em 0,6 pontos percentuais, +0,3 milhões de euros.
- Desvio de anos anteriores -2,0 milhões de euros

Os custos com ambiente, no montante de 0,8 milhões de euros serão aceites *a posteriori*.

4.4 ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO

O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro atribui a licença de comercializador de último recurso a uma sociedade, juridicamente independente das sociedades que exerçam as demais actividades no sistema eléctrico nacional, a constituir pela EDP Distribuição-Energia, S.A.. De acordo com o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, esta sociedade devia de estar constituída até 1 de Janeiro de 2007.

Na sequência destes diplomas, foi constituída a EDP Serviço Universal a 1 de Janeiro de 2007 por destacamento de activos, passivos e capitais próprios da EDP Distribuição. Assim a EDP Distribuição passa a exercer apenas as actividades enquanto entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição (RND), designadamente, a actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica e a actividade de Comercialização de Redes.

A actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte é uma actividade de transferência de custos.

A actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é regulada por preço máximo, com uma evolução indexada à taxa de inflação, adicionada dos ganhos de eficiência previstos para o período de regulação. A actividade de Comercialização têm uma regulação do tipo mista, estando prevista a remuneração dos activos fixos, afectos a estas actividades, bem como a aceitação *a priori*, em base anual, dos custos de funcionamento previsionais propostos pela entidade concessionária da RND.

Estas duas formas de regulação na prática não são tão diferentes como podem parecer. Na forma de regulação por preço máximo ao se definir a evolução anual dos preços é preciso calcular o preço inicial. Na definição de preço inicial é necessário ter em conta três parâmetros: os custos da empresa, a remuneração dos activos e os incentivos que se pretende promoverem, isto é, metodologia idêntica à regulação por taxa de remuneração. A revisão dos preços embora não seja anual é feita periodicamente, pelo que nesta revisão para estabelecer o preço inicial de um novo período de regulação, o regulador tem novamente de ter em conta uma remuneração justa do activo e os custos da empresa.

A regulação baseada em preços máximos permite que a empresa regulada retenha os ganhos suplementares de eficiência que obtenha ao longo do período de regulação. Com efeito, descidas dos custos não são reflectidas nas tarifas, assim como, subidas dos custos não são transmitidas aos consumidores. A base de custos aceite fica assim determinada, *a priori*, de forma implícita pela definição dos parâmetros de regulação.

4.4.1 QUESTÕES COMUNS A TODAS AS ACTIVIDADES DA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO

A análise detalhada dos valores enviados pela empresa para os anos de 2007 e 2008 é feita no documento “Análise do desempenho e das previsões das empresas reguladas” que se anexa. Nele é analisada, para cada uma das actividades reguladas da EDP Distribuição, a evolução das principais rubricas de custos e investimentos ao longo dos anos, desde 2002 até 2008.

Neste ponto, sempre que se revele importante:

- Analisam-se as principais condicionantes externas que tiveram impacto no desempenho da empresa em 2006 e que terão reflexo no valor dos proveitos permitidos nas várias actividades para os anos de 2007 e 2008.
- Identificam-se as principais decisões de gestão tomadas pela EDP Distribuição com impacte no valor dos proveitos permitidos no ano de 2008.
- Descrevem-se e justificam-se as decisões tomadas pela ERSE respeitantes às actividades reguladas da entidade concessionária da RND em 2008.
- Por último, apresentam-se os proveitos permitidos para cada actividade da entidade concessionária da RND.

Começa-se por uma análise de questões relativas a toda a empresa e segue-se uma análise de questões específicas de cada actividade.

INFORMAÇÃO ENVIADA

A informação enviada pela EDP Distribuição respeitante aos anos de 2007 e 2008 está de acordo com as normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE e inclui:

- Balanço de energia eléctrica.
- Informação previsional da EDP Distribuição, que inclui nomeadamente as demonstrações financeiras previsionais e algumas regras de repartição.
- Custos incrementais de distribuição.

Na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, a regulação por preço máximo permite um menor grau de exigência quanto à informação enviada durante a vigência de um período de regulação. Numa regulação baseada em custos e investimentos aceites, como é o caso da actividade de Comercialização de Redes, tanto os custos como os investimentos devem ser convenientemente justificados.

De uma forma geral, a informação relativa aos custos de exploração está desagregada de acordo com as necessidades da regulação, tal como previsto nas normas contabilísticas publicadas pela ERSE, assim como a justificação da sua evolução.

A ERSE publicou o Despacho n.º 4 168-A/2005, de 24 de Fevereiro com o objectivo de normalizar a informação de detalhe sobre investimentos em conciliação com o rigor, transparência e a exigência associada a essa informação, para efeitos de uma regulação objectiva e transparente. A sistematização desta informação tem como objectivos:

- Compatibilizar os planos de investimentos nas redes de acordo com o RARI e os orçamentos de investimentos enviados pela EDP Distribuição para efeito de cálculo anual dos proveitos permitidos, no âmbito do Regulamento Tarifário.
- Acompanhar os investimentos da EDP Distribuição.
- Acompanhar as obras concluídas com vista à sua aceitação, conforme previsto no Regulamento Tarifário.

PLANO DE APOIO À REESTRUTURAÇÃO (PAR)

Dando cumprimento ao estabelecido pela ERSE, no documento "Revisão extraordinária de tarifas e parâmetros de regulação tarifária", de Agosto 2003, a EDP Distribuição enviou um relatório de execução da implementação do Plano de Apoio à Reestruturação de 2003 a 2005.

Contrariamente ao previsto pela EDP Distribuição, em 2004, entre Novembro de 2003 e Dezembro de 2004 foram libertados 1291 colaboradores em vez dos 830 inicialmente previstos para o período 2003-2004, pelo que, para a concretização final do Plano ocorreu em 2005 com a saída de mais 117 pessoas em 2005 deixando assim de ser necessária a extensão do plano até 2007.

O relatório enviado pela EDP Distribuição caracteriza o plano 2003-2005 e compara-o com o programa aceite pela ERSE. O relatório de execução referente aos anos 2003-2005 foi objecto de análise detalhada pela ERSE, que decidiu pela sua aceitação, estando sempre os valores subjacentes condicionados pelos valores reais devidamente identificados e justificados no relatório de execução anual.

Conforme decisão da ERSE, o custo aceite corresponde à anuidade do plano (renda), contendo o valor de 2008 o ajuste dos valores aceites nas tarifas para 2006. O benefício, calculado como o montante de custos em que a empresa deixou de incorrer com os efectivos que aderiram ao PAR, só foi considerado nas actividades de Comercialização de Redes e Comercialização, uma vez que estes custos constavam da base de custos aceite para estas actividades, a qual reporta a 2001. Na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, neste período de regulação foi aceite uma nova base de custos tendo em conta as

previsões enviadas pela empresa em 2005, para o período 2006 a 2008, pelo que se considera que estes benefícios já se encontram incorporados nas actuais previsões.

Os valores do PAR aceites pela ERSE não podem ser influenciados por variáveis que a empresa não controla, como sejam, consumos de energia eléctrica e número de consumidores, pelo que o seu valor é incluído no cálculo dos proveitos permitidos com a mesma filosofia dos ajustamentos, isto é, não faz parte dos custos subjacentes aceites *a priori* quer seja em base anual (actividades de Comercialização de Redes e Comercialização) ou para todo o período de regulação (actividade de Distribuição de Energia Eléctrica).

Os valores considerados pela ERSE para cálculo dos proveitos permitidos, para 2008, com a aceitação do PAR são os seguintes:

Quadro 4-36 - Custos do PAR considerados nos proveitos permitidos de 2007

Investimento (FSE + Pré-Reformas + Indemnizações por despedimento) - Tarifas 2006

Unidade: 10³ EUR

	Pessoal	FSE	Indemnizações	Total do Plano	Renda Anual	Aceite para tarifas 2006				
						Anuidades	Valor total	DEE	CREDES	CSEP
Plano 2003	131 656	0	15 506	147 161	7 358	1	7 358	5 595	1 153	610
Plano 2004	251 288	22 635	20 051	293 974	14 699	1	14 699	9 949	2 941	1 809
Plano 2005	34 131	4 489	2 088	40 708	2 035	1	2 035	1 957	70	8
Total a acrescentar aos proveitos permitidos	417 074	27 124	37 645	481 843	24 092	3	24 092	17 502	4 164	2 427

Investimento (FSE + Pré-Reformas + Indemnizações por despedimento) - Relatório de execução 2007

Unidade: 10³ EUR

	Pessoal	FSE	Indemnizações	Total do Plano	Renda Anual	Nova anuidade				
						Anuidades	Valor total	DEE	CREDES	CSEP
Plano 2003	131 696	0	15 506	147 202	7 360	1	7 360	6 714	515	132
Plano 2004	249 694	22 635	20 051	292 380	14 619	1	14 619	10 196	2 757	1 667
Plano 2005	36 513	1 673	1 918	40 104	2 005	1	2 005	1 856	130	20
Total a acrescentar aos proveitos permitidos	417 903	24 308	37 475	479 686	23 984	3	23 984	18 765	3 401	1 818

Ajustamento a efectuar em 2006

Unidade: 10³ EUR

Ajustamento (real 2006 - Tarifas 2006) x 1,04675 ²				
Total	DEE	CREDES	CSEP	
Plano 2003	2	1 225	-699	-524
Plano 2004	-87	270	-201	-156
Plano 2005	-33	-111	65	13
Total a acrescentar aos proveitos permitidos	-118	1 384	-836	-666

Benefícios (custos que a empresa deixa de incorrer)^[1]

	DEE	Credes	Comercialização	Total
Plano 2003	15 681	1 202	308	17 191
Plano 2004	19 760	5 840	3 593	29 193
Plano 2005	3 922	273	43	4 239
Total a deduzir à base de custos controláveis	39 363	7 315	3 944	50 622

^[1] Para efeito de cálculo dos proveitos permitidos só se deduziu os benefícios nas actividades de Comercialização

PREÇOS DE TRANSFERÊNCIA

Em 2003, a EDP Distribuição enviou pela primeira vez à ERSE um relatório com o título “Análise Económica de Preços de Transferência”, referente a 2002, elaborado por um consultor externo.

Anualmente a empresa tem enviado os relatórios elaborados pelo mesmo consultor referente à análise das transacções intragrupo verificadas com a EDP Distribuição relativamente ao ano anterior, no entanto, em 2006 a empresa optou por seleccionar um novo consultor externo.

Pela primeira vez, em 2006 a análise recaiu também sobre as operações de energia eléctrica, contudo uma vez que as tarifas praticadas quer na compra de energia eléctrica quer na venda de energia eléctrica encontram-se regulamentadas pela ERSE, sendo que nem a EDP Distribuição, nem as entidades relacionadas adquirentes da energia eléctrica, possuem qualquer intervenção na formação do preço da energia eléctrica e das tarifas cobradas pela utilização das redes, a análise em termos de preços de transferência limita-se à avaliação da aplicabilidade das tarifas.

Depois de analisadas as conclusões do consultor para cada tipo de transacções que envolveram a EDP Distribuição, enquanto empresa adquirente de bens e serviços, com empresas relacionadas, podemos concluir que, em 2006, os custos imputados à EDP Distribuição são passíveis de aceitação não tendo recolhido, por parte do consultor, nenhum reparo digno de realce quer quanto aos métodos adoptados na repartição e imputação dos custos que lhe foram transmitidos quer quanto à verosimilhança dos preços e condições que lhe foram praticadas em comparação com as registadas no mercado.

É entendimento da ERSE, à semelhança da recomendação efectuada no ano passado que esta análise continue a ser objecto de actualização nos anos posteriores como forma de aferir da sua conformidade com o regime português de preços de transferência.

A ERSE regista o esforço da EDP Distribuição na individualização dos custos com empresas do Grupo no detalhe da justificação dos custos com fornecimentos e serviços externos apresentando-os por fornecedor.

A empresa só deve poder registar contabilisticamente este tipo de transacções se estiverem suportadas em contratos válidos e num ambiente de regulação de actividades separadas, se as imputações e repartições desses custos e proveitos forem bem conhecidos e transparentes.

4.4.2 QUESTÕES ESPECÍFICAS DE CADA ACTIVIDADE DA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO

4.4.2.1 ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DO ACESSO À REDE DE TRANSPORTE

A actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte corresponde à aquisição ao operador da rede de transporte dos serviços de uso global do sistema e de uso da rede de transporte e à prestação destes serviços aos clientes.

O Regulamento Tarifário prevê que o diferencial da aquisição a produtores em regime especial relativamente ao preço médio de aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime ordinário seja transferido para a tarifa de Uso Global do Sistema, de forma a ser pago por todos os consumidores de energia eléctrica.

O diferencial do custo com as aquisições de energia eléctrica aos produtores em regime especial passou a integrar, desde 1 de Janeiro de 2007, os proveitos da UGS ao nível do operador da rede de distribuição.

Conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 237-B/96, 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.

Nos termos do Regulamento Tarifário e do Decreto-Lei n.º 240/2004, os montantes relativos aos CMEC encontram-se reflectidos no preço de potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema. Este termo tarifário da tarifa de UGS aplica-se apenas ao nível do operador da rede de distribuição.

DIFERENCIAL DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA A PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL

A existência de mercado e a cessação dos Contratos de Aquisição de Energia Eléctrica da EDP – Gestão de Produção e Energia, SA determinou a modificação da forma de cálculo do valor de referência previsto, passando a ser dado pelo preço médio de aquisição de energia eléctrica a produtores em regime ordinário previsto, para o ano em causa, em vez, do preço médio da actividade de Aquisição de Energia acrescido da tarifa URT, referidos às tarifas em vigor.

Apresenta-se no quadro seguinte o valor do diferencial da PRE. Estima-se para o ano de 2008 um valor de aproximadamente 640,5 milhões de euros para este diferencial. O valor unitário do diferencial aumentou cerca de 50,0 % face ao valor considerado para cálculo das tarifas em 2007, devido principalmente à alteração do preço equivalente para valorizar a energia adquirida. Este diferencial

deverá ser transferido mensalmente para o comercializador de último recurso (Artigo 61.º do Regulamento das Relações Comerciais).

Quadro 4-37 - Produção em Regime Especial

	2002	2003	2004	2005	2006	Tarifas 2007	Tarifas 2008
Custo da PRE (€/MWh)	70,18	77,19	79,90	85,71	92,55	94,57	96,65
Custo da produção em regime ordinário ^[1] (€/MWh)	57,02	57,07	55,53	59,42	65,93	62,14	50,00
Custo unitário do diferencial ^[2] (€/MWh)	13,16	20,12	24,37	26,29	26,62	32,42	48,65
Variação anual %	27,6%	52,9%	21,1%	7,9%	1,3%	21,8%	50,0%
Diferencial PRE							
Diferencial (milhares de euros)	37 203	72 158	111 310	171 655	233 950	371 363	640 491
% da tarifa de Venda a Clientes Finais	1,04%	1,86%	2,73%	3,85%	4,46%	7,00%	11,95%

Notas:

^[1] Até 2006 *inclusive* o custos unitários da produção em regime ordinário eram calculados tendo em conta os custos unitários da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica acrescidos dos custos unitários com o transporte de energia eléctrica em AT. Para tarifas 2007, este custo foi equivalente ao preço médio da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica. Para tarifas 2008 é o preço de mercado (50 €/MWh)

^[2] O custo unitário do diferencial em tarifas 2008 inclui 2,0 €/MWh de serviços do sistema.

A evolução do diferencial unitário entre os valores de 2001 e os agora previstos reflecte o adicional que os consumidores de energia eléctrica irão pagar pelos incentivos introduzidos pela nova legislação relativa à PRE (fontes de energia renováveis e cogeração).

DÉFICE TARIFÁRIO DE BT

Os valores dos défices de BT referentes a 2006 e 2007 afectos à EDP Serviço Universal atingem os 178 074 milhares de euros. Conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 237-B/96, 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. Assim, para efeito de tarifas de 2008 considerou-se um proveito nesta actividade de 22 720 milhares de euros, o qual deverá ser transferido mensalmente para o comercializador de último recurso (Artigo 62.º do Regulamento das Relações Comerciais).

O Quadro 4-38 sintetiza os valores do défice em dívida e a renda anual de 2008 a transferir para o comercializador de último recurso.

Quadro 4-38 - Défice tarifário de BT afecto ao comercializador de último recurso

Unidade: 10³ EUR

	Valor	Juros	Valor em dívida	Renda
2006				
Continente	120 062	4 103	124 165	15 827
Regiões Autónomas	4 870	169	5 039	642
	124 933	4 271	129 204	16 469
2007				
Continente	47 124	0	47 124	6 007
Regiões Autónomas	1 915	0	1 915	244
	49 039	0	49 039	6 251
Total	173 971	4 271	178 243	22 720

CUSTOS COM A MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL

O Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de Maio, estabelece que a cessação de cada Contrato de Aquisição de Energia (CAE) confere aos seus contraentes, REN ou produtor, o direito a receber, a partir da data da respectiva cessação antecipada, uma compensação pecuniária designada por Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC). Esta compensação destina-se a garantir a manutenção do equilíbrio contratual entre as partes contraentes, subjacente ao respectivo CAE, nomeadamente garantindo a obtenção de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados por esse contrato que não sejam adequadamente assegurados através das receitas expectáveis em regime de mercado.

Este mesmo Decreto-Lei define ainda que cabe à ERSE publicar o valor da parcela fixa da tarifa dos CMEC e assegurar que o montante da parcela fixa seja repercutido na facturação da tarifa de Uso Global do Sistema por todas as entidades da cadeia de facturação do sector eléctrico.

A parcela fixa dos CMEC corresponde a uma renda anual sobre o montante bruto de compensação pela cessação antecipada do conjunto dos CAE cessados, isto é, sobre o valor inicial dos CMEC. Para cada centro electroprodutor, este último montante corresponde à diferença entre os valores actuais, à data de cessação, do CAE cessado e dos montantes expectáveis anualmente para as receitas de mercado deduzidas dos encargos variáveis de exploração.

Os CAE celebrados entre a REN e a EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A. (anteriormente denominada CPPE - Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade, S.A.) cessaram a partir de 1 de Julho de 2007.

De acordo com a alínea a) do n.º 1 do artigo 4º do D.L. n.º 240/2004, a taxa de actualização considerada no cálculo do valor inicial dos CMEC é a taxa de rendimento de mercado da dívida pública portuguesa, em vigor no 5.º dia útil anterior à apresentação de requerimento para homologação das adendas aos

acordos de cessação, acrescida de 0,25 pontos percentuais, o que ocorreu a 8 de Junho de 2007, correspondendo a uma taxa de 4,85%.

Com base nesta taxa, o valor inicial dos CMEC apurado a 1 de Julho de 2007 é de 833,467 milhões de euros, sendo o seu pagamento devido à EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A., titular dos centros electroprodutores em apreço.

De acordo com a alínea b) do n.º 4 do artigo 5º do D.L. n.º 240/2004, a taxa de juro aplicável para o cálculo da parcela fixa será a menor das seguintes taxas:

- A taxa nominal referenciada ao custo médio de capital do produtor, a definir, por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia.
- No caso de o produtor ceder a terceiros, para efeitos de titularização, o direito ao recebimento do montante das compensações, a taxa de juro anual associada aos pagamentos realizados aos titulares em cada operação de titularização dos activos referidos na alínea anterior, incluindo os custos incorridos com a montagem e manutenção da referida operação de titularização.

A Portaria n.º 611/2007, de 20 de Julho, veio definir que o custo médio do capital da EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A é de 7,55%.

A informação disponibilizada até à data à ERSE permite considerar que a EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A está a desenvolver os melhores esforços no sentido de titularizar o direito ao recebimento dos CMEC até ao final de Fevereiro de 2008.

Com a titularização, e de acordo com o nº 7 do artigo 5º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, a parcela fixa deverá ser recalculada mediante uma revisão tarifária, que, tendo em conta a taxa de juro da titularização que for efectivamente aplicada, repercutirá, na tarifa de Uso Global de Sistema, o valor da parcela fixa correspondente aos meses do ano de 2008 após a titularização.

Por outro lado, por efeito da revisão estipulada para o mecanismo de reconciliação das parcelas fixa e de acerto, a ERSE incluirá na parcela de acerto os ajustamentos relativos à diferença entre o montante da parcela fixa, referente ao segundo semestre de 2007, calculada com base no custo médio do capital do produtor, de 7,55%, e o valor efectivamente recebido pelo produtor, conforme dispõe o nº 1 do artigo 12º do Decreto-Lei n.º 240/2004.

Os ajustamentos a realizar incluirão juros calculados à taxa de 7,55% anual, de acordo com o nº 4 do artigo 12º do Decreto-Lei n.º 240/2004.

Será igualmente incorporado em revisões tarifárias a realizar em 2008 o ajustamento decorrente do mecanismo de revisibilidade anual referente a 2007, que ocorrerá em duas datas pré-definidas (mês de Abril, caso o ajustamento apurado seja positivo; mês de Julho, se o ajustamento a realizar for negativo),

nos termos determinados pelos nº 8 e nº 10 do artigo 11º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro.

Tendo em conta a metodologia tarifária previsional, a ERSE, utilizando a melhor informação, calculou os proveitos permitidos a recuperar através das tarifas de 2008 considerando o benefício expectável do efeito da titularização, a partir de Março de 2008, à taxa constante no Despacho nº 15291/2007, do MEI, de 15 de Junho.

Quadro 4-39 - Proveitos permitidos incluídos na tarifa UGS e incorporados nas tarifas de 2008

Unidade: 10 ³ EUR			
	WACC do produtor	Taxa de titularização	Mensalidade da tarifa UGS
	7,55%	5,22%	7,55% e 5,22%
Janeiro	6 749		6 749
Fevereiro	6 749		6 749
Março		5 584	5 584
Abril		5 584	5 584
Maio		5 584	5 584
Junho		5 584	5 584
Julho		5 584	5 584
Agosto		5 584	5 584
Setembro		5 584	5 584
Outubro		5 584	5 584
Novembro		5 584	5 584
Dezembro		5 584	5 584
Total	13 498	55 843	69 341
Valor anualizado	81 185		69 341

Cumprindo o estabelecido no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, a tarifa UGS a aplicar a partir de 1 de Janeiro de 2008 e até à revisão tarifária decorrente da titularização, acima mencionada, reflecte o custo médio do capital do referido produtor.

PROVEITOS PERMITIDOS NA ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DO ACESSO À REDE DE TRANSPORTE PARA 2008

O montante de proveitos permitidos à entidade concessionária da RND na actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte é dado pela expressão estabelecida no n.º 1 do Artigo 79.º do Regulamento Tarifário.

Quadro 4-40 - Proveitos permitidos na actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

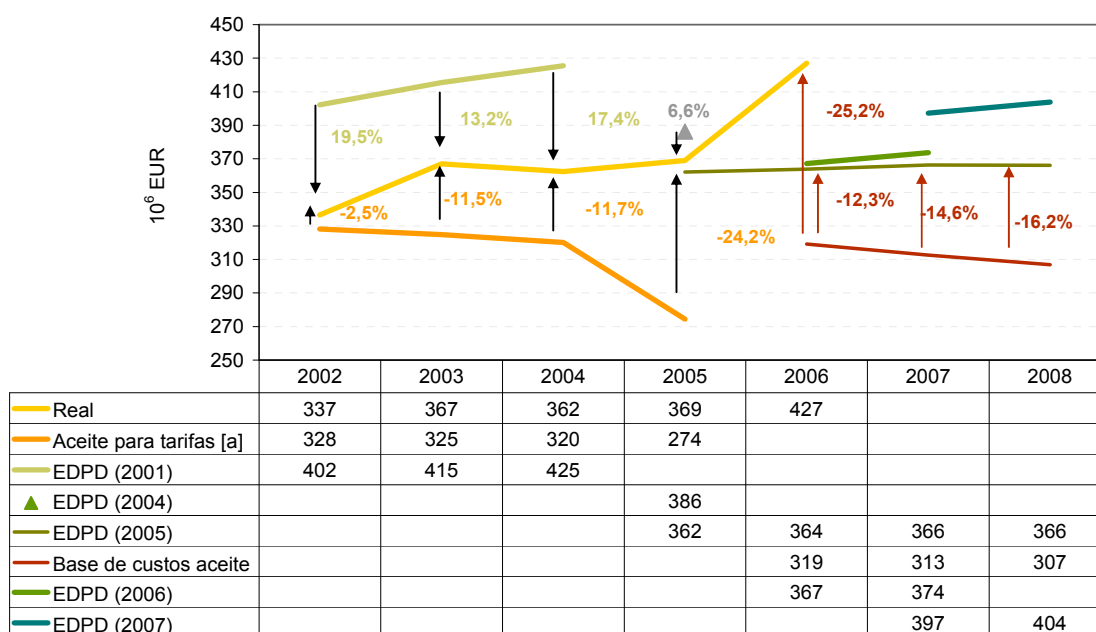
			Unidade 10 ³ EUR	
			Tarifas 2007	Tarifas 2008
A	$\tilde{R}_{UGS,1}^D$	Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da UGS	600 473	1 016 283
(+)	$R_{UGS,J}^T$	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Gestão Global do Sistema	227 585	281 786
		Diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial	371 363	640 491
(+)	$SPRE_{1,t}^{FER}$	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	189 988	352 167
(+)	$SPRE_{1,t}^{FENR}$	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	181 375	288 324
		CMEC	0	69 341
(+)	$PF_{CMEC,1}$	Parcela Fixa dos CMEC	0	69 341
(+)	$PA_{CMEC,1}$	Parcela de Acerto dos CMEC	0	0
(-)	$CP_{CMEC,1}$	Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte	0	0
(+)	$DT_{06 Pol,J}^D$	Défi ce tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006, a recuperar pelo operador da rede de distribuição	0	16 469
(+)	$DT_{07 Pol,J}^D$	Défi ce tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BTN em 2007, a recuperar pelo operador da rede de distribuição	0	6 251
(-)	$\Delta_{UGS,J-2}^D$	Diferença entre os valores facturados pela EDP Distribuição e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa UGS, em t-2	-1 525	-1 945
B	$\tilde{R}_{URT,1}^D$	Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da URT	194 204	221 247
(+)	$R_{URT,J}^T$	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Transporte de Energia Eléctrica	198 801	220 284
(-)	$\Delta_{URT,1-2}^D$	Diferença entre os valores facturados pela EDP Distribuição e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa URT, em t-2	4 597	-963
C	A + B	Proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	794 677	1 237 529

4.4.2.2 ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

Os parâmetros de regulação da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica foram determinados, em 2005, para o 4º período de regulação, 2006-2008, com base em três estudos sobre “Parâmetros de Regulação na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica”. O primeiro intitulado “Metas de Eficiência para a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica” analisa a eficiência económica das áreas de rede da EDP Distribuição e estima potenciais ganhos de eficiência. No segundo trabalho, denominado “Evolução dos custos da EDP Distribuição”, efectua-se uma análise ao desempenho da empresa, relativamente a cada actividade regulada, durante os períodos de regulação passados e às previsões apresentadas pela empresa para o período de regulação 2006-2008. Com base nestes dois estudos foi elaborado o documento “Determinação dos Parâmetros de Regulação na Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica para o período de Regulação 2006-2008” no qual foram definidos diversos cenários alternativos de evolução do nível de eficiência a alcançar pela empresa no próximo período de regulação, de potenciais ganhos tecnológicos, de ganhos de escala e de repartição entre o valor do parâmetro de regulação fixo (F) e variável (P).

A figura seguinte permite comparar o impacte na base de custos controláveis da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da decisão da ERSE.

Figura 4-21 - Base de custos controláveis



Notas:

A base de custos aceite pela ERSE, reflecte a redução de 1,1 ponto percentual na taxa de inflação.

[a] Em 2005, rectifica o benefício de 2003 e 2004 ao abrigo do PAR.

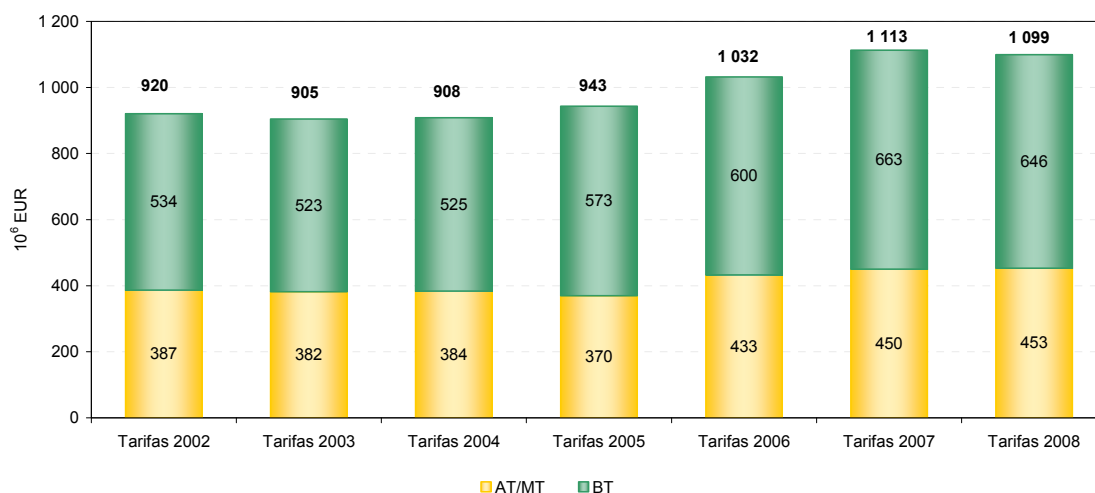
[b] Exclui indemnizações ao abrigo do RQS e por mútuo acordo extra PAR e rectifica os valores do PAR para investimento, de acordo com o activo regulatório.

PROVEITOS PERMITIDOS NA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA PARA 2008

O montante de proveitos permitidos à entidade titular de licença vinculada de distribuição na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é dado pela expressão estabelecida no n.º 1 do Artigo 81.º do Regulamento Tarifário.

Na Figura 4-22 apresenta-se a decomposição dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão.

Figura 4-22 - Decomposição dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão
(preços correntes)



Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula foram considerados os valores do Quadro 4-41. Os parâmetros associados às componentes fixas ($X_{URD,F}$) são 0,8% em AT/MT e 0,2% em BT. Os parâmetros associados às componentes variáveis ($X_{URD,P}$) são de 4,9% em 2008 em AT/MT e de 4,2% em 2008 em BT.

Quadro 4-41 - Proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

Unidade: 10³ EUR

			Tarifas 2007	Tarifas 2008
1	F_{11}^D	componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	139 410	141 919
2	P_{11}^D	componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/kWh)	0,005499	0,005372
3	E_{11}^D	energia eléctrica entregue pela rede de distribuição em AT/MT a clientes vinculados e não vinculados (GWh)	47 042	48 176
4		custos do plano de apoio à reestruturação (PAR)	11 847	6 985
5	$\Delta_{11,2}^D$	ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em AT/MT	-39 914	-45 213
6	$R_{11}^D = (1)+(2)\times(3)\times 1000+(4)-(5)$	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	449 854	452 920
7	F_{21}^D	componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	272 080	278 610
8	P_{21}^D	componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/kWh)	0,013441	0,013225
9	E_{21}^D	energia eléctrica entregue pela rede de distribuição em BT a clientes vinculados e não vinculados (GWh)	24 782	25 493
10		custos do plano de apoio à reestruturação (PAR)	24 335	13 164
11	$\Delta_{21,2}^D$	ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em BT	-33 829	-17 079
12	$R_{21}^D = (7)+(8)\times(9)\times 1000+(10)-(11)$	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	663 340	645 998
D	$R^D = (6) + (12)$	Total de proveitos	1 113 194	1 098 918

Notas: O coeficiente de ajustamento para perdas utilizado para BT foi de 6,41% para 2007 e de 6,23% para 2008.

Os parâmetros associados às componentes fixas e variáveis unitárias dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica para nível de tensão, em 2008, foram calculados da seguinte forma:

COMPONENTES FIXAS

$$F_{URD,1,3} = F_{URD,1,2} \times \left(1 + \frac{IPC_{2007} - X_{URD,F,2}}{100} \right) = 139\,410 \times \left(1 + \frac{2,6 - 0,8}{100} \right) = 141\,919$$

$$F_{URD,2,3} = F_{URD,2,2} \times \left(1 + \frac{IPC_{2007} - X_{URD,F,2}}{100} \right) = 272\,080 \times \left(1 + \frac{2,6 - 0,2}{100} \right) = 278\,610$$

COMPONENTES VARIÁVEIS

$$P_{URD,1,3} = P_{URD,1,2} \times \left(1 + \frac{IPC_{2007} - X_{URD,P,2}}{100} \right) = 0,005499 \times \left(1 + \frac{2,6 - 4,9}{100} \right) = 0,005372$$

$$P_{URD,2,3} = P_{URD,2,2} \times \left(1 + \frac{IPC_{2007} - X_{URD,P,2}}{100} \right) = 0,013441 \times \left(1 + \frac{2,6 - 4,2}{100} \right) = 0,013225$$

4.4.2.3 ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE REDES

A actividade de Comercialização de Redes tem uma regulação do tipo mista, estando prevista a remuneração dos activos fixos, afectos a esta actividade, bem como a aceitação *a priori*, em base anual, dos custos de funcionamento previsionais propostos pela entidade concessionária da RND.

INVESTIMENTOS EM TELECONTAGEM

De acordo com o estabelecido no RRC, os equipamentos de medição em instalações eléctricas ligadas às redes em MT, AT e MAT deverão dispor de características técnicas que permitam a sua integração em sistemas centralizados de telecontagem.

Através do Despacho n.º 8 457-A/2002, de 24 de Abril, a ERSE aprovou o programa de substituição de equipamentos de medição na sequência da proposta apresentada pela EDP Distribuição. No programa aprovado estava prevista a substituição dos equipamentos instalados nos pontos de medição das instalações dos clientes fisicamente ligadas às redes de distribuição em MT e AT, até 31 de Dezembro de 2005. A EDP Distribuição deu por encerrada a campanha de substituição no final do primeiro semestre de 2006, tendo sido substituídos 22 924 equipamentos.

Em Maio de 2006, com a alteração do RRC, a responsabilidade pela instalação e manutenção das infra-estruturas de comunicações utilizadas na recolha remota de dados passou a ser da responsabilidade do operador da rede de distribuição¹⁵. No final do primeiro semestre de 2007 todos os clientes em MT ou níveis de tensão superiores passaram a estar integrados no sistema de telecontagem.

Em BT a EDP Distribuição tem ainda instalado alguns equipamentos para teste de tecnologia, recolha de informação para elaboração de perfis de consumo ou em instalações de clientes que suportam o sobrecusto associado à telecontagem.

No Quadro 4-42 apresenta-se o número de equipamentos de telecontagem por tipo de tecnologia de comunicação utilizada, no final do segundo trimestre de 2007. No total encontram-se instalados 23 296 equipamentos em telecontagem.

¹⁵ Até então a responsabilidade pela infra-estrutura de telecomunicação para recolha de dados era do cliente. Verifica-se que existia um número significativo de equipamentos de telecontagem que, por não ter sido instalada pelo cliente a linha telefónica, não se encontravam a funcionar em telecontagem.

Quadro 4-42 - Equipamento de telecontagem e tecnologia utilizada - final do primeiro trimestre de 2007

Nível de tensão	Tecnologia			
	Rede fixa	Rede móvel	PLC ¹⁶	TOTAL
MAT	35	0	0	35
AT	194	51	0	245
MT	3808	17830	0	21638
BT¹⁷	0	136	1242	1378
TOTAL	4037	18017	1242	23296

Fonte: EDP Distribuição¹⁸

No que respeita à BT, designadamente a perspectiva da extensão da telecontagem a todos os clientes, a EDP Distribuição informa que este tema deverá ser objecto de estudo autónomo a efectuar a curto prazo, dada a incerteza que se mantém no quadro legislativo. Recorde-se que nos termos do Plano de Compatibilização Regulatória assinado entre os Governos de Espanha e Portugal está prevista a harmonização das funcionalidades dos contadores para o segmento dos clientes domésticos e pequenas empresas, bem como o plano de substituição de todos os contadores por outros que permitam a telecontagem.

Durante o ano de 2008, a EDP Distribuição vai proceder à alteração de tecnologia de comunicação em clientes MT (passagem de rede fixa a rede móvel), prevendo instalar 1500 modems novos. O custos dos modems e da sua instalação encontra-se incluído na “Campanha Telecontagem Global MT”, referenciada no Quadro 4-43.

Os investimentos e os custos de exploração e manutenção previstos pela EDP Distribuição para 2007 e 2008 são indicados no Quadro 4-43

¹⁶ PLC - Power Line Communications - transmissão de dados através da rede eléctrica.

¹⁷ Informação relativa ao final de 2006.

¹⁸ Informação enviada para as tarifas e Carta 149/07/CA (R-Técnicos/2007/848)

Quadro 4-43 - Investimentos e custos em telecontagem previstos pela EDP Distribuição

Unidade: 10³ EUR

		2007	2008	Total
Investimento (A)		6 462	4 395	10 857
	Equipamento de telecontagem	422	588	1 010
	Instalação de equipamento de telecontagem	870	1 211	2 081
	Equipamento campanha Global MT	851	175	1 026
	Instalação campanha Global MT	2 259	452	2 711
	Acomp. Projectos, interfaces, melhorias	814	765	1 579
	Sistema de reconciliação	563	0	563
	Implementação de projectos (GESG)	683	399	1 082
	Interface aplicacional para a gestão da telecontagem	0	805	805
Custos de funcionamento (B = 1+2+3)		2 134	2 571	4 705
<i>FSE internos (1)</i>		<i>1 168</i>	<i>1 558</i>	<i>2 726</i>
	Hosting e outsourcing de sistemas	899	1 254	2 153
	Equipamento de telecontagem	81	92	173
	Manutenção Global MT	188	212	401
<i>FSE externos (2)</i>		<i>920</i>	<i>965</i>	<i>1 885</i>
	Central de telecontagem Siemens	53	55	108
	Central de telecontagem Energy ICT	43	44	88
	Manutenção equipamentos subestações EDIS	139	69	208
	Comunicações	685	797	1 482
<i>Outros custos (3)</i>		<i>46</i>	<i>47</i>	<i>94</i>
	Custos de funcionamento	46	47	94
TOTAL (A+B)		8 597	6 965	15 562

EM 2008 a EDP Distribuição prevê instalar 1900 equipamentos de telecontagem em novos clientes (700 em MT e 1200 em BTE). Os equipamentos a instalar encontram-se no Quadro 4-44.

Quadro 4-44 - Equipamento a instalar

	2007	2008	Total
N.º de contadores a instalar	1400	1900	3300
N.º de modems a instalar	7500	1500	9000

Os investimentos com equipamentos de telecontagem e os custos identificados como estando relacionados com este investimento foram considerados no cálculo da tarifa de comercialização de redes. Uma vez que a quase totalidade dos clientes em telecontagem se encontram em MT, considerou-se que a totalidade dos custos são considerados em MT.

MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

Nos termos do RRC, a gestão do processo de mudança de comercializador é uma função do operador da rede de distribuição em AT e MT. A ERSE aprovou através do Despacho n.º 2045-B/2006, de 25 de Janeiro, os procedimentos e prazos associados à mudança de comercializador.

Após desenvolvimento da plataforma informática necessária à gestão deste processo, a mudança efectiva de comercializador para os clientes em BTN, utilizando esta plataforma, iniciou-se a 4 de Setembro de 2006. A necessidade de desenvolver uma plataforma com um elevado grau de automatismo surge da abertura de mercado à BTN, que alargou o número de clientes elegíveis para um universo de cerca de 6 milhões.

Esta plataforma foi desenvolvida pela EDP Soluções Comerciais que presta serviços para a EDP Distribuição. A plataforma pode dividir-se em duas aplicações principais:

- *Messaging* - todo o processo de mudança é baseado na troca de mensagens entre os agentes envolvidos (comercializadores, operadores de redes). Esta aplicação faz a gestão destas mensagens. Para os agentes que não disponham de sistemas de switching, foi ainda desenvolvido um canal Internet de comunicação.
- *Switching* - automatização nos sistemas da EDP Distribuição de todos os processos associados à mudança de comercializador e disponibilização de dados de consumo.

No Quadro 4-45 apresenta-se a evolução do investimento associado à plataforma de mudança de comercializador. O investimento terminou em 2007.

Quadro 4-45 - Evolução do investimento associado à plataforma de mudança de comercializador

Unidade: 10³ EUR

	2005	2006	2007	TOTAL
Messaging	1606,6	2590,2	1670,8	5867,6
Switching	0	957,8	226,0	1183,8
TOTAL	1606,6	3547,9	1896,9	7051,4

Fonte: EDP Distribuição

Apesar da plataforma ter entrado em funcionamento em Setembro de 2006, os investimentos em 2007 dizem respeito ao desenvolvimento de algumas funcionalidades não consideradas na fase 1 do projecto.

No Quadro 4-46 apresentam-se os custos de manutenção associados à plataforma de mudança de comercializador.

Quadro 4-46 - Evolução dos custos de manutenção associados à plataforma de mudança de comercializadorUnidade: 10³ EUR

	2006	2007	2008
Switching	0	820,0	820,0
Messaging e portal	0	178,9	178,9
Amortizações	152,0	605,3	861,7
Back-office	200,0	460,0	330,0
TOTAL	352,0	2034,2	2190,6

Fonte: EDP Distribuição

Em 2006 os custos de manutenção (*Messaging e switching*) foram nulos porque a plataforma encontrava-se dentro do período de garantia do projecto.

Com excepção das amortizações e de *back-office*, os custos de manutenção da plataforma são cerca de 10% superiores aos estimados em 2005 pela EDP Distribuição.

Os custos de *back-office* aumentam em 2007 para fazer face às diversas solicitações que surgem dada a juventude do sistema e à necessidade de efectuar alguns controlos manuais da operação de mudança de comercializador. Os valores não são tão elevados como inicialmente previstos pela EDP Distribuição, uma vez que o número de mudanças não tem sido tão elevado como se esperava.

Tendo em conta o exposto, os custos apresentados são considerados nos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Redes em BT.

BASE DE CUSTOS CONTROLÁVEIS

O montante de custos controláveis aceite foi calculado de acordo com a seguinte metodologia:

- Base de custos aceite para tarifas 2007 adicionada dos benefícios do PAR de 2007, actualizada a preços de 2008.
- Aceitou-se a evolução natural proposta pela empresa para os custos com o pessoal, que crescem 1,5% acima da taxa de inflação e para os custos com fornecimentos e serviços externos que crescem com o número de consumidores.
- Aceitaram-se os custos com a telecontagem e mudança de fornecedor.
- Deduziram-se 70% dos benefícios do PAR, tendo em conta que a base de custos aceite pela ERSE já incorpora parte desses benefícios.
- Aceitaram-se os valores com os proveitos, no âmbito da actividade de Comercialização de Redes e que não resultam da aplicação das tarifas de Comercialização de Redes, enviados pela empresa.
- Aceitaram-se os custos com materiais diversos na totalidade, pelo que no cálculo dos restantes custos imputados ao investimento, considerou-se que estes representam cerca de 8,6% dos custos com pessoal e fornecimentos e serviços externos, que correspondia à proporção enviada pela EDP Distribuição.
- Todos estes custos e proveitos foram aceites a preços constantes de 2007.

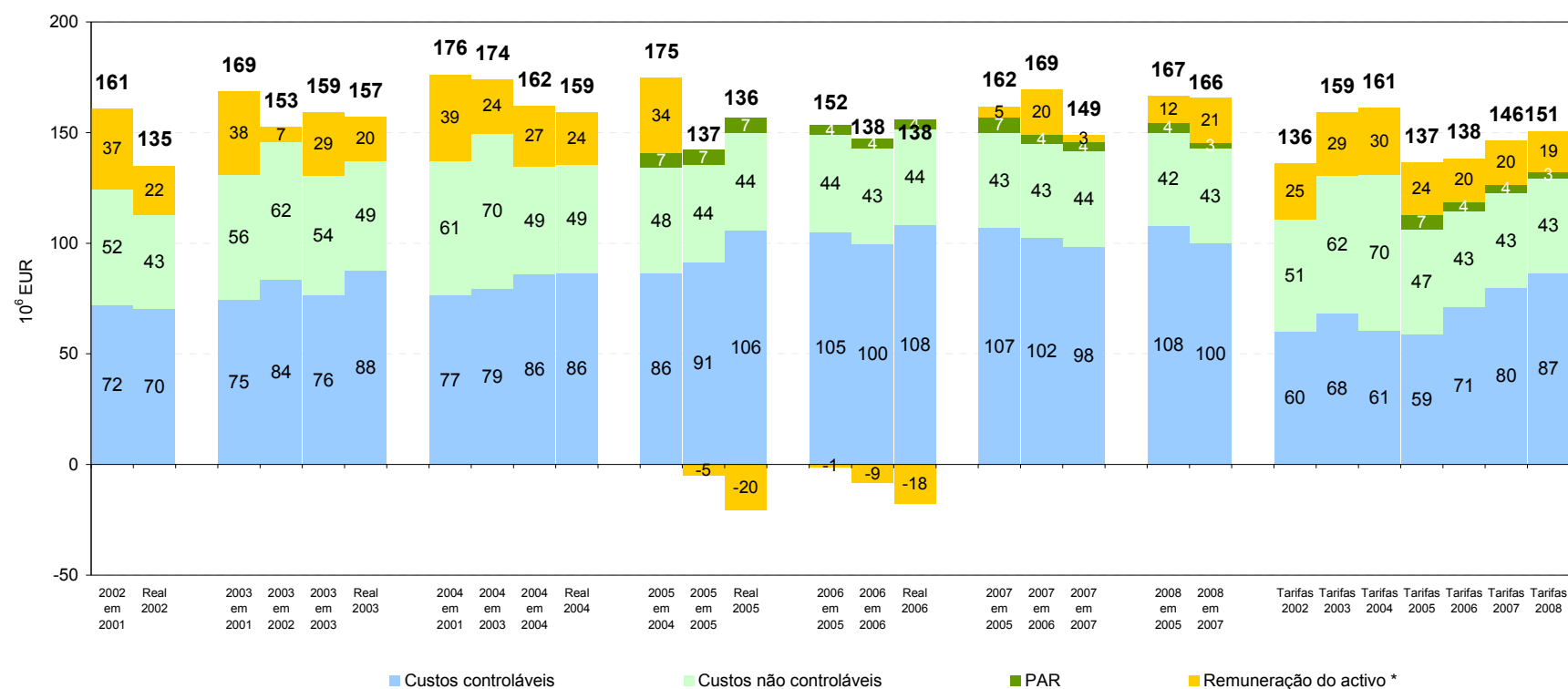
CUSTOS REGULADOS E REMUNERAÇÃO DOS ACTIVOS

A taxa de remuneração do imobilizado líquido considerada foi de 8%, parâmetro em vigor para o 4º período de regulação.

Como já referido no ponto 4.4.1 a partir do momento em que se passou a aceitar os custos no âmbito do PAR como um custo adicional à base de custos controláveis e que amortizações e remunerações de activos que antes não entravam na base de custos controláveis passam a integrar esta base de custos, os custos controláveis previsionais deixam de ser comparáveis com os valores ocorridos de 1998 a 2004.

Na Figura 4-23 apresentam-se os valores verificados de 2002 a 2006, as previsões efectuadas pela EDP Distribuição desde 2001, bem como os valores considerados nas tarifas dos proveitos permitidos desta actividade excluindo os ajustamentos de $t-2$.

Figura 4-23 - Custos regulados e remuneração dos activos da actividade de Comercialização de Redes



Nota:

(*) Nas colunas Tarifas 2002, Tarifas 2003 e Tarifas 2004 a remuneração do activo resulta da aplicação da taxa de remuneração de 9% ao activo a remunerar médio líquido de amortizações e comparticipações, na Tarifas 2005 da taxa de 8,5% e nas Tarifas 2006 a 2008 da taxa de 8%, nas restantes colunas este valor resulta da diferença entre a facturação aos clientes e a soma dos custos regulados.

Fonte: EDP Distribuição

PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE REDES PARA 2008

O montante de proveitos permitidos ao operador da rede de distribuição na actividade de Comercialização de Redes é dado pela expressão estabelecida no n.º 1 do Artigo 82.º do Regulamento Tarifário.

Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula foram considerados os valores do Quadro 4-47.

Quadro 4-47 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Redes

		Unidade: 10 ³ EUR	
		Tarifas 2007	Tarifas 2008
$\tilde{A}m_{C,NT,t}$	amortizações dos activos afectos à actividade de Comercialização de Redes em NT	5 117	5 178
$\tilde{A}ct_{C,NT,t}$	valor médio do activo fixo afecto à Comercialização de Redes em NT, líquido de amortizações e participações	35 069	35 551
$r_{C,t}$	taxa de remuneração permitida para os activos afectos à actividade de Comercialização de Redes (%)	8,0	8,0
$\tilde{C}_{C,NT,t}$	custos anuais de estrutura comercial afectos a NT	18 938	12 844
$\tilde{P}AR_{C,NT,t}$	plano de apoio à reestruturação (PAR)	101	345
$\Delta R_{C,NT,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Comercialização de Redes em NT relativos ao ano t-2	-1 260	-430
$\tilde{R}_{C,NT,t}^{CR}$	Proveitos Permitidos em NT	28 222	21 642
Nº de Consumidores		22 709	22 984
$\tilde{A}m_{C,BTE,t}$	amortizações dos activos afectos à actividade de Comercialização de Redes em BTE	1 134	1 098
$\tilde{A}ct_{C,BTE,t}$	valor médio do activo fixo afecto à Comercialização de Redes em BTE, líquido de amortizações e participações	7 040	6 524
$r_{C,t}$	taxa de remuneração permitida para os activos afectos à actividade de Comercialização de Redes (%)	8,0	8,0
$\tilde{C}_{C,BTE,t}$	custos anuais de estrutura comercial afectos a BTE	7 158	7 524
$\tilde{P}AR_{C,BTE,t}$	plano de apoio à reestruturação (PAR)	126	231
$\Delta R_{C,BTE,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Comercialização de Redes em BTE relativos ao ano t-2	-1 264	174
$\tilde{R}_{C,BTE,t}^{CR}$	Proveitos Permitidos em BTE	10 245	9 201
Nº de Consumidores		30 615	32 485
$\tilde{A}m_{C,BTN,t}$	amortizações dos activos afectos à actividade de Comercialização de Redes em BTN	36 516	36 555
$\tilde{A}ct_{C,BTN,t}$	valor médio do activo fixo afecto à Comercialização de Redes em BTN, líquido de amortizações e participações	206 774	189 872
$r_{C,t}$	taxa de remuneração permitida para os activos afectos à actividade de Comercialização de Redes (%)	8,0	8,0
$\tilde{C}_{C,BTN,t}$	custos anuais de estrutura comercial afectos a BTN	53 706	66 320
$\tilde{P}AR_{C,BTN,t}$	plano de apoio à reestruturação (PAR)	3 710	1 989
$\Delta R_{C,BTN,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Comercialização de Redes em BTN relativos ao ano t-2	-2 970	-948
$\tilde{R}_{C,BTN,t}^{CR}$	Proveitos Permitidos em BTN	113 444	121 001
Nº de Consumidores		5 990 073	6 056 301
$\tilde{R}_{C,J,t}^{CR}$	Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Redes	151 911	151 844

Na Figura 4-24 apresenta-se a decomposição dos proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Redes por nível de tensão e na Figura 4-25 apresenta-se a desagregação por rubrica de custos.

Figura 4-24 - Decomposição dos proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Redes, por nível de tensão
(preços correntes)

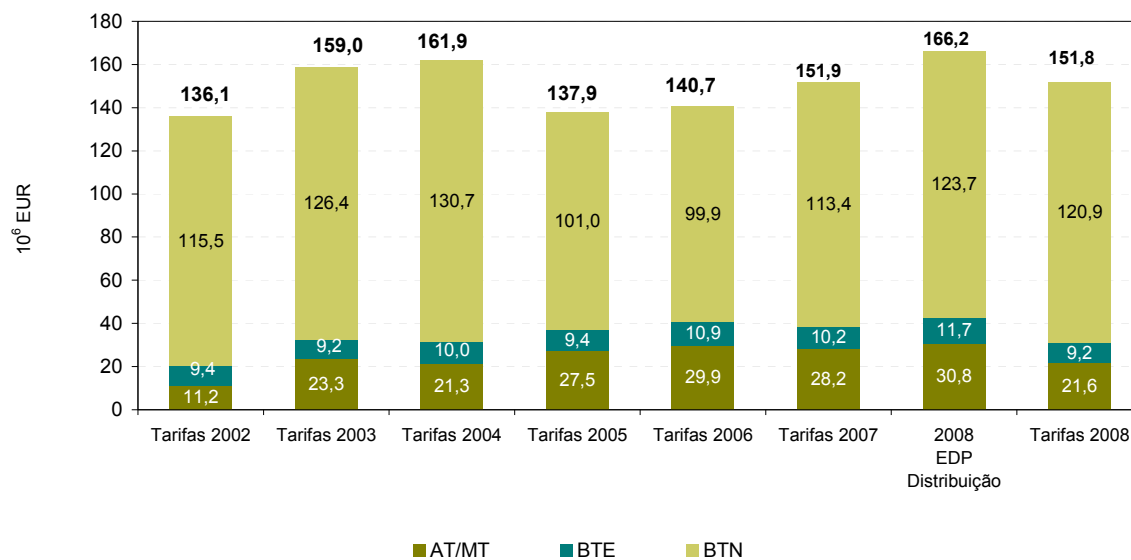
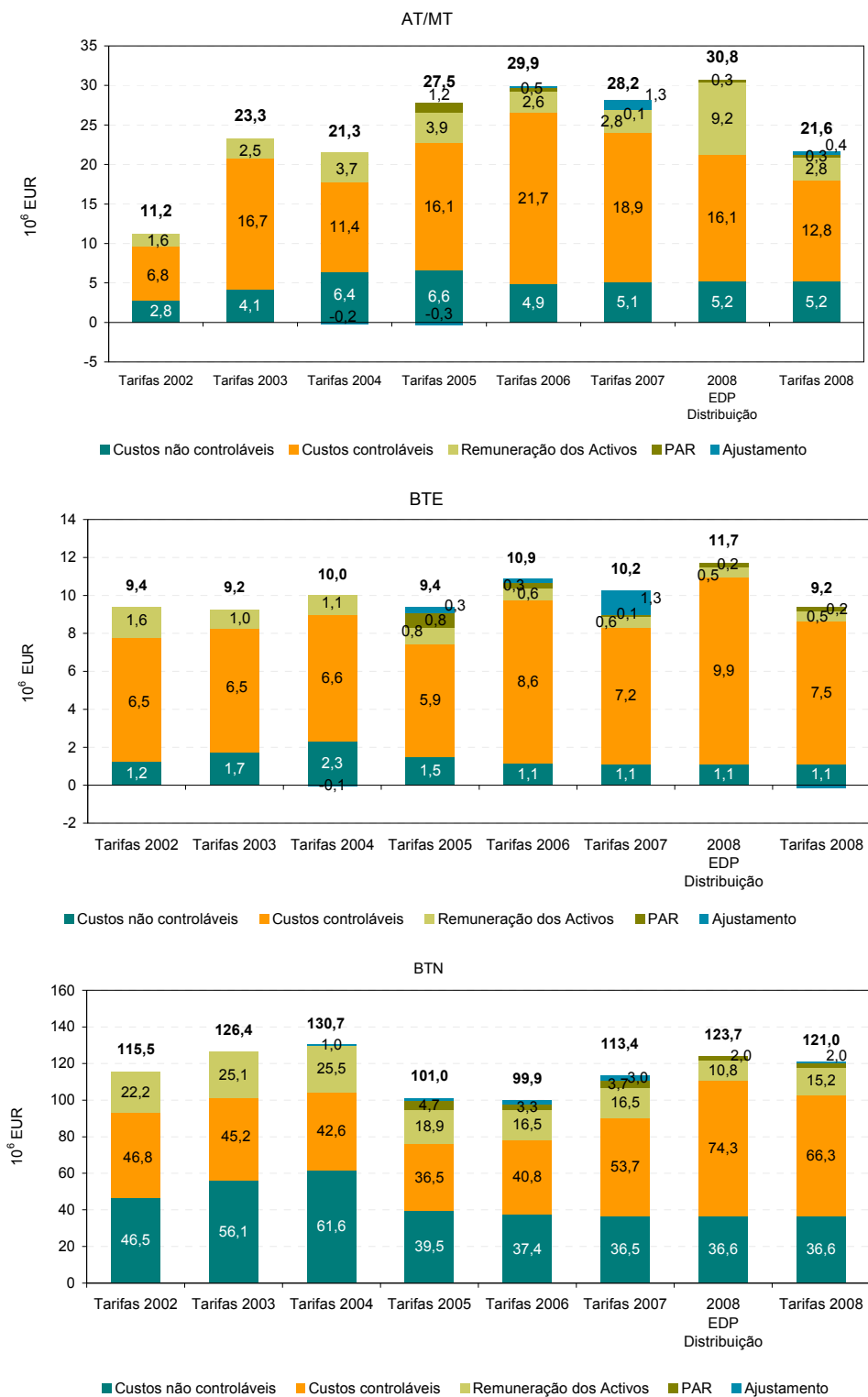


Figura 4-25 - Desagregação do nível de proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Redes
(preços correntes)



4.5 ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro atribui a licença de comercializador de último recurso a uma sociedade, juridicamente independente das sociedades que exerçam as demais actividades no sistema eléctrico nacional, a constituir pela EDP Distribuição-Energia, S.A.. De acordo com o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, esta sociedade devia de estar constituída até 1 de Janeiro de 2007.

Na sequência destes diplomas, foi constituída a EDP Serviço Universal a 1 de Janeiro de 2007 por destacamento de activos, passivos e capitais próprios da EDP Distribuição. O Comercializador de último recurso exerce as actividades de Compra e Venda de Energia Eléctrica, a actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e Distribuição e a actividade de Comercialização.

As actividades de Compra e Venda são actividades de transferência de custos.

A actividade de Comercialização têm uma regulação do tipo mista, estando prevista a remuneração dos activos fixos, afectos a estas actividades, bem como a aceitação *a priori*, em base anual, dos custos de funcionamento previsionais propostos pelo comercializador de último recurso.

4.5.1 QUESTÕES COMUNS A TODAS AS ACTIVIDADES DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

A análise detalhada dos valores enviados pela empresa para os anos de 2007 e 2008 é feita no documento "Análise do desempenho e das previsões das empresas reguladas" que se anexa. Nele é analisada, para cada uma das actividades reguladas da EDP Serviço Universal, a evolução das principais rubricas de custos e investimentos para 2007 e 2008.

Neste ponto, sempre que se revele importante:

- Analisam-se as principais condicionantes externas que terão reflexo no valor dos proveitos permitidos nas várias actividades para os anos de 2007 e 2008.
- Identificam-se as principais decisões de gestão tomadas pela EDP Serviço Universal com impacto no valor dos proveitos permitidos no ano de 2008.
- Descrevem-se e justificam-se as decisões tomadas pela ERSE respeitantes às actividades reguladas do comercializador de último recurso em 2008.
- Por último, apresentam-se os proveitos permitidos para cada actividade do comercializador de último recurso.

Começa-se por uma análise de questões relativas a toda a empresa e segue-se uma análise de questões específicas de cada actividade.

INFORMAÇÃO ENVIADA

A informação enviada pela EDP Serviço Universal respeitante aos anos de 2007 e 2008 está de acordo com as normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE e inclui:

- Balanço de energia eléctrica.
- Informação previsional da EDP Serviço Universal, que inclui nomeadamente as demonstrações financeiras previsionais e algumas regras de repartição.

De uma forma geral, a informação relativa aos custos de exploração está desagregada de acordo com as necessidades da regulação, tal como previsto nas normas contabilísticas publicadas pela ERSE, assim como a justificação da sua evolução. Os custos desta entidade resultam quase que exclusivamente de dois prestadores de serviços: EDP Distribuição e EDP Soluções Comerciais. De forma a poder ser aferida que a política de preços de transferência da EDP Serviço Universal se coaduna com o princípio de plena concorrência, cumprindo, desta forma, as regras de preços de transferência definidas pela legislação portuguesa é necessário conhecer os contratos celebrados entre os contraentes, incluindo as quantidades de serviços contratadas e preços utilizados.

4.5.2 QUESTÕES ESPECÍFICAS DE CADA ACTIVIDADE DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

4.5.2.1 ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉCTRICA

A actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica exercida pelo comercializador de último recurso (EDP Serviço Universal) corresponde à aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, no mercado organizado ou ainda através de contratos bilaterais, para satisfazer os fornecimentos aos clientes.

4.5.2.1.1 CUSTOS COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA NOS MERCADOS ORGANIZADOS

Na prática a aquisição de energia eléctrica nos mercados organizados iniciou-se em Julho de 2007.

Relativamente ao ano de 2008 pressupõe-se que o comercializador de último recurso adquire toda a energia no mercado, à excepção das aquisições aos produtores em regime especial.

As aquisições ao OMIP correspondem às quantidades obrigatórias a comprar pelo CUR nos leilões OMIP em 2008.

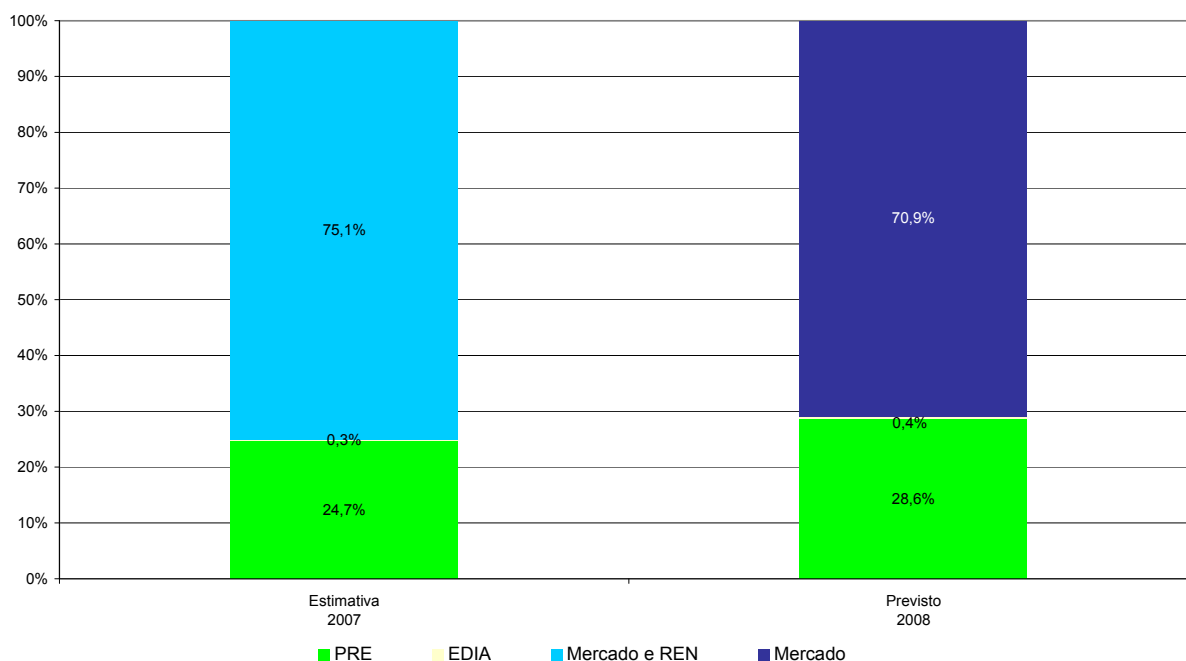
O Quadro 4-48 sintetiza as aquisições de energia eléctrica a efectuar pelo comercializador de último recurso, em 2008.

Quadro 4-48 - Aquisições de energia eléctrica

Unidade: GWh	
2008	
+ Energia comprada no mercado (exclui OMIP)	29 066
+ OMIP	3 689
+ Produção em regime especial	13 165
Total das aquisições	45 920

A Figura 4-26 apresenta a evolução da energia eléctrica para abastecimento dos clientes do comercializador de último recurso, por origem.

Figura 4-26 - Energia eléctrica para abastecimento dos clientes do comercializador de último recurso por origem (em percentagem)



Apesar da energia eléctrica adquirida aos produtores em regime especial (PRE) ter aumentado de importância, no total da energia eléctrica adquirida pelo comercializador de último recurso, a energia eléctrica adquirida em regime de mercado é a sua principal fonte de abastecimento. De uma forma

simplista, o custo desta energia depende de duas variáveis, as quantidades de energia eléctrica adquiridas e o seu preço. O comercializador de último recurso pode adquirir energia eléctrica nos mercados diários e de futuros de energia eléctrica, assim como através de leilões de capacidade ou de contratos bilaterais.

AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA À PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

O Decreto-Lei n.º 313/2001, de 10 de Dezembro, introduziu alterações ao quadro legal da cogeração. Das alterações efectuadas, destacam-se as seguintes:

- Diminuição do rendimento eléctrico equivalente exigido para algumas tecnologias.
- Alterações no tarifário tendo sido estabelecido um tarifário distinto para o fuelóleo.

Durante o ano de 2002 foi publicada diversa regulamentação, com especial destaque para a fixação das tarifas de venda de energia eléctrica dos cogeradores que dependem da potência de ligação e do tipo de combustível, assim como a possibilidade do cogrador vender toda a energia eléctrica produzida à rede pública (Portaria 399/2002, 18 de Abril).

Relativamente às energias renováveis e resíduos, destaca-se a alteração das tarifas de venda à rede pública, introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 339-C/2001, de 29 de Dezembro. O preço de venda é agora função da tecnologia e das horas de funcionamento do centro produtor. Importa ainda referir que Portugal adoptou, através do Programa E4, a meta de 39% para a parcela de energia eléctrica a ser produzida, em 2010, com recurso a fontes de energia renováveis (onde se incluem os grandes aproveitamentos hidroeléctricos, de acordo com a Directiva Comunitária).

Durante o ano de 2002 foi ainda aprovado o quadro legal da produção em Baixa Tensão, com potência não superior a 150 kW, através da publicação do Decreto-Lei n.º 68/2002, de 25 de Março. As tarifas de venda ao sistema eléctrico de serviço público foram fixadas pela Portaria n.º 764/2002, de 1 de Julho.

No Quadro 4-49 apresenta-se o custo médio unitário de aquisição de energia eléctrica à PRE em 2006, por tecnologia.

Quadro 4-49 - Custo médio unitário de aquisição de energia eléctrica à PRE em 2006

Tecnologia	Custo unitário (€/MWh)
Cogeração	96,40
Mini-hídrica (<10 MW)	83,40
Eólica	92,30
Resíduos sólidos urbanos	76,90

Fonte: REN

Nas estimativas para 2007 e previsões para 2008 aceitaram-se as previsões enviadas pela EDP Serviço Universal, em Junho de 2007.

Quadro 4-50 - Custo de aquisição de energia eléctrica à PRE

	2007			2008				
	GWh	€/MWh	10 ³ EUR	GWh	Δ 2008/2007 %	€/MWh	Δ 2008/2007 %	10 ³ EUR
Valores enviados pela EDP SU								
Eólicas	4 420	94,5	417 690	5 773,0	30,6%	97,10	2,8%	560 558
Hídricas	1 197	83,6	100 069	1 226,0	2,4%	84,70	1,3%	103 842
Térmica	4 867	101,7	495 180	5 496,0	12,9%	100,46	-1,3%	552 132
RSU	462	82,4	38 069	475,0	2,8%	83,40	1,2%	39 615
Outros	122	82,4	10 053	195,0	59,8%	83,40	1,2%	16 263
Total dos PRE	11 068	95,87	1 061 060	13 165,0	18,9%	96,65	0,8%	1 272 411

Fonte: EDP Serviço Universal

As previsões de produção de energia eólica, pela EDP Serviço Universal, tiveram como ponto de partida o valor total de potência de ligação atribuída antes do concurso (cerca de 3 300 MW) lançado pelo Governo português para a atribuição de “capacidade de injeção de potência na rede do MR e pontos de recepção associados para energia eléctrica produzida em centrais eólicas” que foi caracterizado por duas fases de potência de ligação de 800 MVA e 400 MVA. Estes dois lotes podiam ainda ser acrescidos de mais 200 MVA e 100 MVA respectivamente e incluir até 20 % de sobre-equipamento se às propostas fosse reconhecido mérito excepcional. A fase A deste concurso culminou com a vitória do Consórcio Eólicas de Portugal liderado pela EDP, estando a fase B (em Maio de 2007) em negociação. A previsão de entrada em funcionamento destes parques apenas terá lugar em 2009 não tendo qualquer impacto nas previsões para o biénio 2007-2008.

O ritmo de entrada de nova potência foi estimado levando em conta os prazos típicos para as questões de licenciamento ambiental e as dificuldades crescentes para a construção das infraestruturas de ligação à Rede. Também foi tida em conta a informação trimestral disponibilizada pelo Instituto de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial (INEGI) sobre os parques eólicos que são adjudicados e iniciam a sua respectiva construção, bem como as nossas perspectivas de evolução da potência fortemente

condicionadas pela actual dificuldade sentida no mercado de fornecimento de aerogeradores mundial que perdeu a capacidade de resposta devido a uma procura agressiva por parte de promotores dos Estados Unidos. A situação actual reflecte bem esta grave condicionante, com a maioria dos fornecedores a disponibilizarem máquinas apenas para o último trimestre de 2008 e princípios de 2009.

Em função da conjugação destes factores condicionantes foi estabelecido um cenário de evolução de potência, tal como se apresenta no Quadro 4-51.

Quadro 4-51 - Cenário de evolução de energia eólica

	Potência instalada (MW)	Produção (GWh)	Horas de funcionamento equivalente
2006	1 699	2 886	2 056
2007	2 399	4 473	2 201
2008	2 859	5 773	2 205

Fonte: EDP Serviço Universal

O cálculo da produção baseou-se num número de horas de funcionamento equivalente anual de cerca de 2 250, tendo em conta a menor produtividade de um parque no ano de entrada em serviço e a respectiva cadência de entrada em funcionamento ao longo do ano.

Relativamente à produção térmica prevê-se a entrada em funcionamento de sete novas centrais e o aumento de potência em quatro instalações. Para Junho de 2008 está agendada a entrada em exploração da nova central do Grupo Galp, localizada junto à Refinaria de Sines, com a potência total de 96 MVA. Esta central será constituída por dois grupos a gás e irá funcionar em pleno, com paragens apenas para manutenção. A energia mensal a produzir será de cerca de 58 GWh e será toda vendida à EDP Serviço Universal (com excepção da energia destinada aos serviços auxiliares), no âmbito da Portaria nº 399/2002.

No que diz respeito a outros produtores em regime especial as previsões tiveram em conta, nomeadamente, a entrada em funcionamento do parque fotovoltaico de Moura, em Abril de 2008 cuja potência é de 49 MVA e de Albufeira no final do ano, com uma potência de 10 MVA e a entrada em funcionamento da central na Foz do Douro, cuja potência é de 3,6 MVA.

Relativamente à evolução dos preços da produção em regime especial foi projectada com base nos pressupostos macroeconómicos adoptados, tendo em consideração as fórmulas de actualização específicas para cada tecnologia.

AQUISIÇÕES NO OMIP

As aquisições ao OMIP correspondem às quantidades obrigatórias a comprar pelo CUR nos leilões OMIP em 2008.

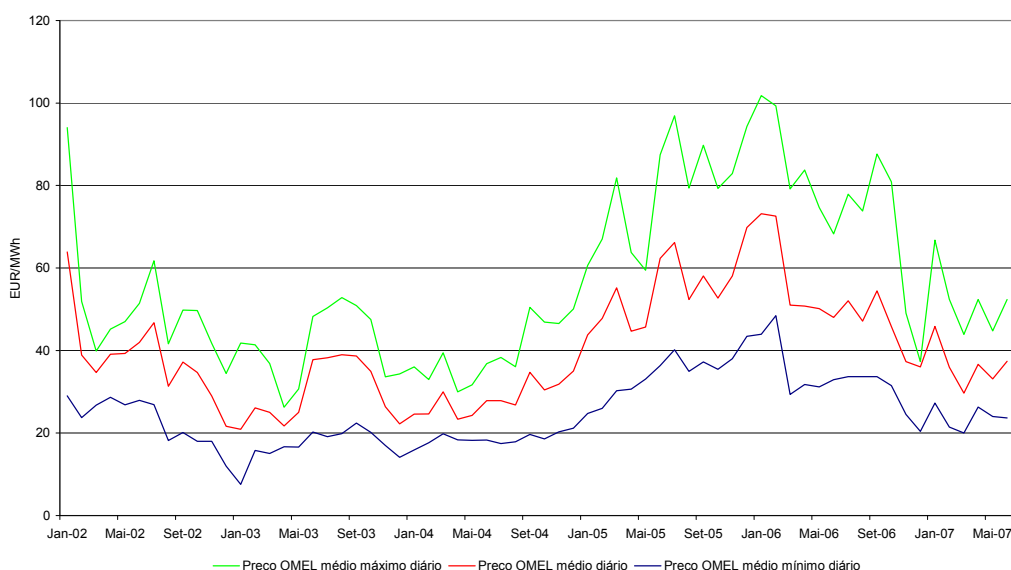
PREÇO DE MERCADO

Independentemente do tipo de mercado onde a energia eléctrica for adquirida, o comercializador de último recurso prevê que o preço médio de aquisição de energia eléctrica em regime de mercado seja de 51 €/MWh em 2008, baseando a sua previsão na cotação OTC Espanha para 2008, verificada em finais de Abril de 2007.

Contudo, o Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de Maio, que veio alterar o Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, que estabelece as disposições aplicáveis à cessação antecipada dos CAE, define 50 €/MWh como preço médio de referência para o cálculo dos CMEC.

Até à concretização do MIBEL em Julho de 2007, o preço de mercado em Espanha sofreu muitas oscilações, tendo diminuído significativamente desde 2006, para valores marcadamente abaixo de 50 €/MWh, como se pode observar na Figura 4-26.

Figura 4-26 – Preço na OMEL entre Janeiro de 2002 e Junho de 2007



Fonte: OMEL

Com a concretização do MIBEL, os preços de mercado em Portugal e em Espanha foram substancialmente diferentes, fruto do congestionamento nas interligações que se tem verificado desde

então. O mercado espanhol e o mercado português encontram-se em *market splitting*¹⁹, sendo que o mercado português, importador em termos líquidos de Espanha, apresenta preços substancialmente mais elevados do que o espanhol. O Quadro 4-52 ilustra este facto.

Este quadro mostra igualmente que o preço médio ponderado é mais elevado do que o preço médio aritmético. Este facto decorre da estrutura horária de aquisição de energia eléctrica se caracterizar por um maior peso das horas de pontas, mais caras, do que das horas de vazio, mais baratas. O preço de mercado que suporta as previsões do comercializador de último recurso terá necessariamente que reflectir o perfil horário de aquisição da energia eléctrica.

Quadro 4-52 - Custos da aquisição da energia entre Julho e Setembro de 2007

	Julho de 2007			Agosto de 2007			Setembro de 2007		
	Espanha	Portugal	Sobrecusto separação de mercados	Espanha	Portugal	Sobrecusto separação de mercados	Espanha	Portugal	Sobrecusto separação de mercados
Média aritmética	38,48	46,81	8,33	35,05	43,66	8,61	35,80	43,56	7,75
Média ponderada	39,63	48,25	8,62	35,99	44,27	8,29	36,76	44,24	7,48

Fonte: OMEL~

Registe-se que o preço médio ponderado em Portugal nos últimos três meses, entre 48 €/MWh e 44 €/MWh, é substancialmente mais baixo, do que o valor de referência da EDP, Serviço Universal, de 51 €/MWh. Ao preço médio ponderado em Portugal dever-se-á acrescentar os preços de desvios e dos serviços de sistema para se obter o custo unitário de aquisição de energia eléctrica. Não obstante, estes factores adicionais, a ERSE considera que o preço de mercado referido pela EDP, Serviço Universal é demasiado elevado face aos últimos desenvolvimentos ocorridos no mercado diário de energia eléctrica da Península Ibérica.

O valor de 50 €/MWh, referenciado pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de Maio, como preço médio de mercado para o cálculo dos CMEC, foi o valor considerado pela ERSE na definição excepcional de tarifas de Setembro a Dezembro de 2007. Face aos últimos desenvolvimentos verificados nos mercados de energia eléctrica, a ERSE considera razoável, para definição das tarifas de 2008, manter como preço de mercado o valor de referência para o cálculo dos CMEC.

4.5.2.1.2 AJUSTAMENTOS

Ao abrigo do nº 5 do artigo 84.º do Regulamento Tarifário os ajustamentos referentes a 2006 e 2007 são calculados de acordo com os n.ºs 4 e 5 do artigo 72.º e dos n.ºs 2 a 5 do artigo 79.º do Regulamento Tarifário, aprovado pelo Despacho n.º 9 499-A/2003 (2ª série), de 14 de Maio. Uma análise mais

¹⁹ Separação de mercados

aprofundada encontra-se no documento “Ajustamentos referentes a 2006 e 2007 a repercutir nas tarifas de 2008”.

Os ajustamentos dos n.ºs 4 e 5 do artigo 72.º do anterior Regulamento Tarifário são facturados em duodécimos pelo Agente Comercial ao comercializador de último recurso.

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2008
Ajustamento resultante para tarifas aditivas de 2006	-35 006
Ajustamento pela aplicação da TEP em 2006	-29 497
Valor previsto do ajustamento provisório de Julho e Agosto	22 536
Ajustamentos dos n.ºs 4 e 5 do artigo 72.º do anterior Regulamento Tarifário	-32 678
Total de ajustamentos a incorporar nos proveitos da CVEE	-74 645 ²⁰

AJUSTAMENTOS RELATIVOS À CONVERGÊNCIA PARA TARIFAS ADITIVAS

As tarifas dos clientes do comercializador de último recurso estão a evoluir para uma estrutura totalmente aditiva. O mecanismo de convergência, que procura limitar os impactes nos preços finais desta mudança de estrutura, está previsto no Regulamento Tarifário, e actua sobre os preços das tarifas dos clientes do comercializador de último recurso, não permitindo que cada preço suba acima da variação do Índice de Preços Implícitos no Consumo Privado, preservando o valor global dos proveitos permitidos.

Durante esta fase transitória, as tarifas não são totalmente aditivas, pelo que em 2006 ocorreu um desvio na ordem dos 35 006 milhares de euros.

OUTROS AJUSTAMENTOS

O ajustamento que resulta da diferença entre os valores facturados por aplicação das tarifas de Energia e Potência aos clientes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT em 2006 atingiu o montante de -29 497 milhares de euros.

A revisão extraordinária das tarifas em 2007 só produziu efeitos a partir de 1 de Setembro de 2007, embora o mercado tenha começado a funcionar a 1 de Julho de 2007. Assim calculou-se um ajuste

²⁰ Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a recuperar pela empresa.

provisório do diferencial de proveitos referente aos meses de Julho e Agosto, tendo em conta o preço médio da TVCF resultante das tarifas a vigorar desde 1 de Janeiro de 2007 e o preço médio das TVCF a vigorar a partir de 1 de Setembro. Este ajustamento provisório é de 22 536 milhares de euros.

Os ajustamentos a devolver ao agente comercial atingem os 32 678 milhares de euros conforme mencionado no ponto 4.3.2.1.

CUSTOS COM A ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉCTRICA, PARA 2008

O montante de custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso é dado pela expressão estabelecida no n.º1 do Artigo 84.º do Regulamento Tarifário.

Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula foram considerados os valores do Quadro 4-53.

Quadro 4-53 - Custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica

			Unidade 10 ⁶ EUR	
			Tarifas 2007	Tarifas 2008
(+)	\tilde{R}_t^E	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Aquisição de Energia Eléctrica	1 817 087	32 678
(-)		Diferença entre os valores facturados pela EDP SU pela aplicação da TEP e o valor pago à REN para abastecimento dos clientes, em t-2	0	-29 497
(-)	$\Delta_{TEP,t-2}^{NT}$	Diferença entre os valores facturados pela EDP SU pela aplicação da TEP e o valor pago à REN para abastecimento dos clientes em NT, em t-2	45 484	0
(-)	$\Delta_{TEP,t-2}^{BT}$	Diferença entre os valores facturados pela EDP SU pela aplicação da TEP e o valor pago à REN para abastecimento dos clientes em BT, em t-2	-40 409	0
(+)	$E_{SENV,t}^{BT}$	Custo permitido para aquisições no âmbito da parcela livre	166 095	0
(-)	$\Delta C_{SENV,t-2}$	Diferença entre os custos permitidos e os custos efectivos com a aquisição de energia eléctrica no âmbito da parcela livre, em t-2	107 932	0
(-)	$\tilde{\Delta}_{t-2}^{TVCF}$	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas no ano t-2	-15 942	-35 006
(-)		Valor previsto para o ajustamento provisório dos meses de Julho e Agosto 2007		22 536
(+)		Custos com aquisições no mercado (exclui OMIP)	0	1 453 291
(+)		Custos com aquisições no OMIP	0	184 450
(+)	$\tilde{C}_f^{CR}_{CCEE,t}$	Custos de funcionamento afectos à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica		2 997
(+)	$\left(\tilde{W}_{CCEE,t}^{PRE_FER} + \tilde{W}_{CCEE,t}^{PRE_FENR}\right) \cdot \tilde{P}_{M,t}^{PRO}$	Custos com a aquisição a de energia eléctrica aos produtores em regime especial (exclui o sobrecurso)	711 742	658 250
A		Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da TE s/ limitação de acréscimos à BT	2 597 859	2 373 632
B		Défi ce tarifário da REN por actuação do mecanismo de limitação de acréscimos à BT	29 143	0
C	$\tilde{R}_t^{CR} - A - B$	Custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso, no ano t	2 568 717	2 373 632
D		Défi ce tarifário do comercializador de último recurso por actuação do mecanismo de limitação de acréscimos à BT	47 124	0
E	C - D	Total dos proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação da TE c/ limitação de acréscimos à BT	2 521 593	2 373 632

4.5.2.2 ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DO ACESSO ÀS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

A actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição transfere os custos com o acesso às redes de transporte e distribuição para os clientes do comercializador de último recurso.

Tendo em conta que estas tarifas são aditivas e que o desajuste por aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema e de Uso da Rede de Transporte aos Clientes e comercializadores e os valores pagos ao operador da rede de transporte são calculados ao nível da actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, não se prevêem ajustamentos nesta actividade, para além do ajustamento por eventuais recuperações de dívidas de clientes anteriores a 1999.

PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DO ACESSO ÀS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO, PARA 2008

O montante de custos com a actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, no ano t do comercializador de último recurso é dado pela expressão 52 do Artigo 85.º do Regulamento Tarifário.

Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula foram considerados os valores do Quadro 4-54.

Quadro 4-54 - Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição

		Unidade 10 ³ EUR	
		Tarifas 2007	Tarifas 2008
$\tilde{R}_{UGS}^{CR,t}$	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t	536 143	930 821
$\tilde{R}_{URT}^{CR,t}$	Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano t	167 442	190 348
$\tilde{R}_{URD}^{CR,t}$	Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t	1 003 830	986 357
$\tilde{R}_{Credex}^{CR,t}$	Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes, no ano t	144 328	143 854
$\tilde{R}_{CVATD}^{CR,t}$	Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, previstos para o ano t	1 851 743	2 251 380

4.5.2.3 ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

A actividade de Comercialização engloba a estrutura comercial de venda de energia eléctrica aos clientes do comercializador de último recurso, bem como a contratação, a facturação e o serviço de cobrança de energia eléctrica. A regulação adoptada para esta actividade consiste na remuneração dos activos fixos afectos e da aceitação *a priori*, em base anual, dos custos de funcionamento.

A actividade de Comercialização tem uma regulação do tipo mista, estando prevista a remuneração dos activos fixos, afectos a esta actividade, bem como a aceitação *a priori*, em base anual, dos custos de funcionamento previsionais propostos pelo comercializador de último recurso²¹.

O exercício da actividade de Comercialização compete à EDP Serviço Universal entidade constituída em 19 de Dezembro de 2006 pela EDP Distribuição - Energia, S.A.. Até então esta actividade era exercida pela EDP Distribuição enquanto comercializador de último recurso.

A EDP Serviço Universal foi constituída por destacamento de activos, passivos e capitais próprios, afectos a esta actividade, da EDP Distribuição, durante um período de regulação para o qual já se encontram fixados os parâmetros e a respectiva forma de regulação.

Neste destacamento, todo o imobilizado ficou na EDP Distribuição e o imobilizado ligado a sistemas informáticos encontra-se na EDP Soluções Comercias. Esta opção estratégica, tomada durante um período de regulação em curso, com forma de regulação e parâmetros fechados até 2008, implica que no máximo a que a remuneração da empresa seja nula, uma vez que a margem da comercialização era calculada sobre o activo imobilizado. Esta remuneração continua a ser paga pelos consumidores mas como um custo para a EDP Serviço Universal, uma vez que o mesmo integra a factura a pagar pela EDP Serviço Universal à EDP Distribuição.

Os proveitos permitidos nesta actividade são bastante sensíveis à variação dos ajustamentos de dívidas de clientes aceites anualmente.

Os ajustamentos de dívidas de clientes destinam-se a fazer face aos riscos de cobrança das dívidas de terceiros. Os ajustamentos serão constituídos ou reforçados através da correspondente conta de custos, sendo o seu valor anulado²², sempre que se reduzam ou cessem os riscos que visa cobrir.

Os ajustamentos de dívidas de clientes, tendo em conta a natureza e enquadramento fiscal das mesmas, consideram-se como custo não controlável. O Regulamento Tarifário prevê que o risco de cobrança seja

²¹ Desde 1 de Janeiro de 2007 esta actividade deixou de ser exercida pela EDP Distribuição e passou a ser exercida pela EDP Serviço Universal.

²² O que em termos contabilísticos se designa por “reversão de ajustamentos de dívidas de clientes”.

afecto à actividade de Comercialização, uma vez que se pressupõe que todos os custos a montante não geraram créditos em mora superiores a 6 meses, pelo que, de acordo com o CIRC²³, não são passíveis de constituição de provisão.

Até 2005, quando as dívidas de cobrança duvidosa (para as quais tinham sido constituídos ajustamentos) eram assumidas como incobráveis havia lugar à movimentação de contas de Demonstração de Resultados por contrapartida das contas de Balanço que havia necessidade de alterar. O registo destas dívidas incobráveis dava origem a dois lançamentos:

1. O proveito extraordinário pela reversão do ajustamento por contrapartida da conta de ajustamentos de dívidas de clientes em balanço; e
2. O custo extraordinário com dívidas incobráveis por contrapartida da anulação do saldo da conta de clientes de cobrança duvidosa.

O impacto na conta de resultados era nulo e as duas contas de balanço ficavam anuladas, pelo respectivo montante.

Com base em critérios de natureza fiscal, em 2006 este critério de registo foi alterado e as contas de Demonstração de Resultados deixaram de ser movimentadas. Assim, o registo de dívidas incobráveis dá lugar a um único lançamento que afecta apenas contas de balanço. Anulação do saldo da conta de clientes de cobrança duvidosa é efectuada por contrapartida directa da anulação do ajustamento para dívidas de clientes.

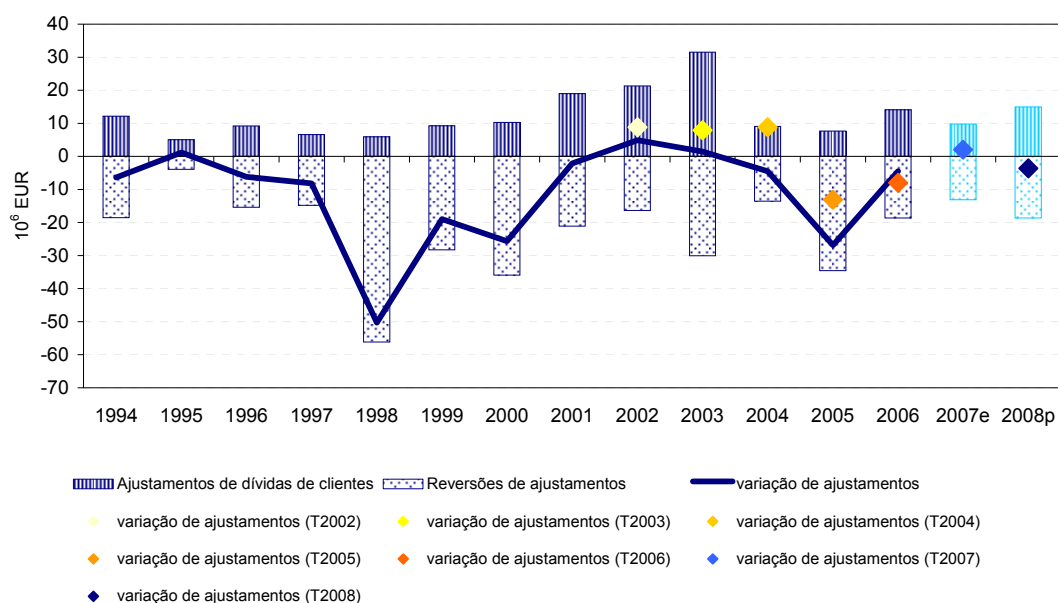
A ERSE sempre considerou que o risco de cobrança teria que ser assumido pela empresa e que os consumidores não deveriam suportar as dívidas dos “maus pagadores”, embora, permita que os consumidores financiem temporariamente a empresa, relativamente aos valores de cobrança duvidosa ao aceitar a previsão de ajustamentos enviada pela empresa. Assim, para cálculo dos proveitos permitidos aceitam-se os valores enviados pela empresa para constituição e reversão de ajustamentos para dívidas de clientes e não se aceitam os custos com dívidas incobráveis. Relativamente a estes últimos a ERSE continua a aguardar o envio de uma metodologia bem justificada incluindo a identificação dos impactes da sua aplicação.

Seguindo a metodologia utilizada pela ERSE desde 1999, os custos não controláveis foram corrigidos pelo montante de reversões contabilizadas pelo método directo, em -10,8 milhões de euros em 2006 e em -13,1 milhões de euros nos anos de 2007 e 2008.

²³ CIRC - Código do imposto sobre o rendimento de pessoas colectivas.

A Figura 4-27 apresenta o movimento da conta de ajustamentos de dívidas a receber - Dívidas de clientes ocorrido entre 1994 e 2006, as previsões da EDP Distribuição para 2007 e 2008 e os valores considerados para tarifas desde 2002.

Figura 4-27 - Movimento da conta de Ajustamentos de dívidas a receber - Dívidas de clientes



Notas: As utilizações ocorridas entre 1998 e 2000 estão relacionadas com a actualização das dívidas das autarquias que foram sendo objecto de acordo.

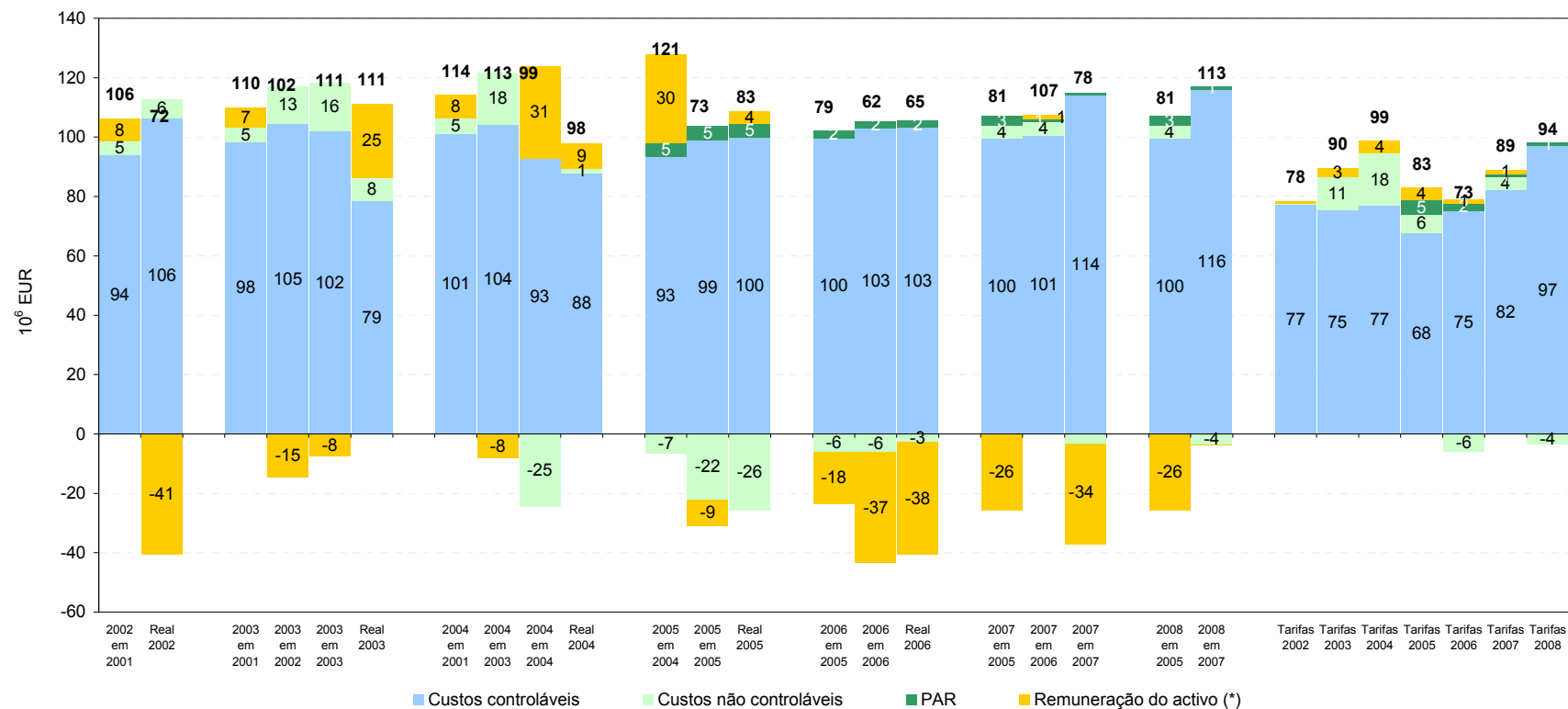
Variação de ajustamentos = ajustamentos do exercício - reversões de ajustamentos.

Valores reais excepto 2007, o qual corresponde à estimativa enviada pela EDP distribuição, em Junho de 2007.

Em 2006 e 2007 as reversões de ajustamentos incluem, respectivamente, 10,8 milhões de euros e 13,1 milhões de euros, relativas a reversões contabilizadas pelo método directo.

O impacte da variação dos ajustamentos para dívidas de clientes, custo não controlável da actividade de Comercialização, no total dos custos regulados é bem visível na Figura 4-28.

Figura 4-28 - Custos totais regulados na actividade de Comercialização



Notas:

(*) Nas colunas Tarifas 2002, Tarifas 2003 e Tarifas 2004 a remuneração do activo resulta da aplicação da taxa de remuneração de 9% ao activo a remunerar médio líquido de amortizações e comparticipações, na Tarifas 2005 da taxa de 8,5% e nas Tarifas 2006 a 2008 da taxa de 8%, nas restantes colunas este valor resulta da diferença entre a facturação aos clientes e a soma dos custos regulados.

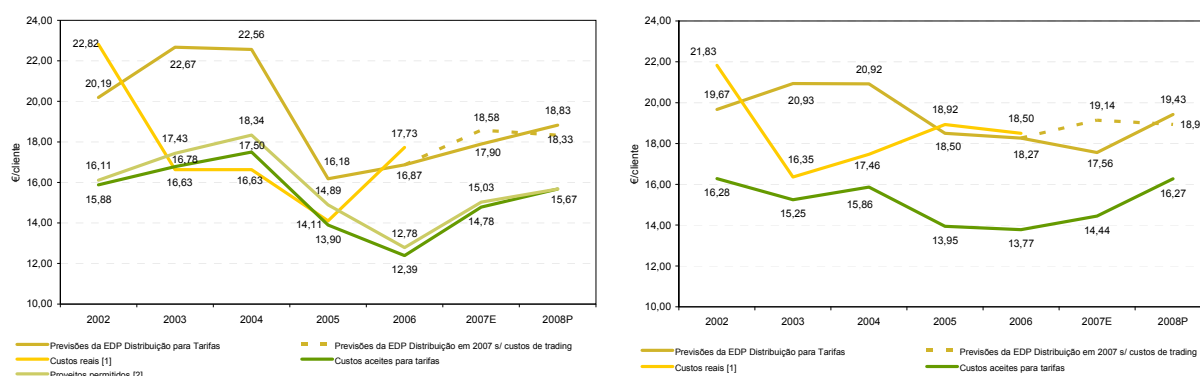
^[1] Inclui as reversões de ajustamentos contabilizadas pelo método directo de 10,8 milhões no real de 2006, de 13,1 milhões de euros nas estimativas de 2007 para 2007 e de 13,6 milhões de euros nas previsões de 2007 para 2008.

^[2] Os custos controláveis enviados, em 2007, pela EDP Serviço Universal para 2007 e 2008 excluem os custos com *trading*, uma vez que este custo é um custo da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica.

A evolução desta tarifa por nível de tensão é bastante sensível ao número de clientes e à variação dos ajustamentos para dívidas de clientes.

A Figura 4-29 permite analisar a evolução dos proveitos permitidos²⁴ por cliente, assim como, comparar a evolução dos custos totais regulados aceites para tarifas, com os previstos pela empresa e com os custos efectivamente ocorridos.

Figura 4-29 - Custos totais regulados por cliente na actividade de Comercialização
(preços constantes de 2007)



Exclui o efeito da variação dos ajustamentos para dívidas de clientes

Notas: [1] Custos reais até 2006. O valor de 2007 corresponde à estimativa de custos enviada em Junho de 2007 pela EDP Distribuição para o ano em curso.

[2] Os proveitos permitidos = Custos aceites para tarifas + remuneração do activo.

Na variação dos ajustamentos para dívidas de clientes incluem-se as reversões de ajustamentos contabilizados pelo método directo.

Analisando os custos totais regulados²⁵ por cliente, a preços constantes de 2007, verifica-se uma tendência crescente dos custos por cliente desde 2003.

Da análise da figura verifica-se, também, que apenas nos anos de 2003 a 2005 a margem operacional desta actividade foi positiva.

BASE DE CUSTOS CONTROLÁVEIS

O montante de custos controláveis aceite foi calculado de acordo com a seguinte metodologia:

- Base de custos aceite para tarifas 2007 adicionada dos benefícios do PAR 2007, actualizada a preços de 2008.

²⁴ Proveitos permitidos = Custos aceites para tarifas + remuneração do activo.

²⁵ Excluindo a variação dos ajustamentos para dívidas de clientes e de acordo com as previsões mais recentes da EDP Serviço Universal.

- Aceitou-se a evolução natural proposta pela empresa para os custos com fornecimentos e serviços externos que crescem com o número de consumidores.
- Aceitou-se o novo montante de custos com pessoal desta empresa, embora se considera que a empresa deve fazer uma reafecção destes custos uma vez que alguns destes efectivos estão exclusivamente afectos à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica.
- Transferiram-se os custos de *trading* para a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica
- Deduziram-se 70% dos benefícios do PAR, tendo em conta que a base de custos aceite pela ERSE já incorpora parte desses benefícios.
- Aceitaram-se os valores com os proveitos, no âmbito da actividade de Comercialização e que não resultam da aplicação das tarifas de Comercialização, enviados pela empresa.
- Deduziram-se os custos de fornecimentos e serviços externos e de pessoal transferidos para a EDP Distribuição, de acordo com os valores enviados do pro-forma e adicionaram-se esses montantes na rubrica de fornecimentos e serviços externos, assim como as amortizações e a remuneração do imobilizado que ficou na EDP Distribuição.

PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO PARA 2008

O montante de proveitos permitidos à EDP Serviço Universal na actividade de Comercialização é dado pela expressão estabelecida no n.º1 do Artigo 86.º do Regulamento Tarifário.

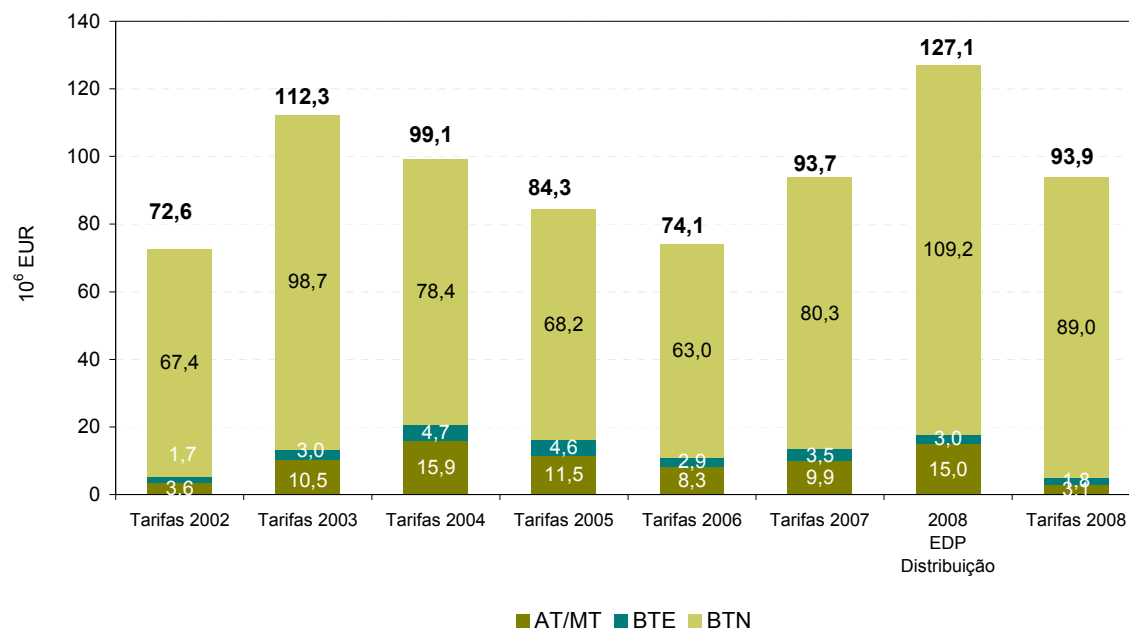
Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula foram considerados os valores do Quadro 4-55.

Quadro 4-55 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos na actividade de Comercialização

		Unidade: 10 ³ EUR	
		Tarifas 2007	Tarifas 2008
$\tilde{A}m_{C,NT,j}$	amortizações dos activos afectos à actividade de Comercialização em NT	310	0
$\tilde{A}ct_{C,NT,j}$	valor médio do activo fixo afecto à Comercialização em NT, líquido de amortizações e participações	2 382	0
$r_{C,j}$	taxa de remuneração permitida para os activos afectos à actividade de Comercialização (%)	8,0	8,0
$\tilde{C}_{C,NT,j}$	custos de estrutura comercial afectos a NT	9 525	4 938
$\tilde{P}AR_{C,NT,j}$	plano de apoio à reestruturação (PAR)	-213	14
$\Delta R_{C,NT,j-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Comercialização em NT relativos ao ano t-2	-123	1 825
$\tilde{R}_{C,NT,j}^{CR}$	Proveitos Permitidos em NT	9 937	3 127
	Nº de Consumidores	19 942	20 564
$\tilde{A}m_{C,BTE,j}$	amortizações dos activos afectos à actividade de Comercialização em BTE	200	0
$\tilde{A}ct_{C,BTE,j}$	valor médio do activo fixo afecto à Comercialização em BTE, líquido de amortizações e participações	1 219	0
$r_{C,j}$	taxa de remuneração permitida para os activos afectos à actividade de Comercialização (%)	8,0	8,0
$\tilde{C}_{C,BTE,j}$	custos de estrutura comercial afectos a BTE	2 067	2 078
$\tilde{P}AR_{C,BTE,j}$	plano de apoio à reestruturação (PAR)	-143	13
$\Delta R_{C,BTE,j-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Comercialização em BTE relativos ao ano t-2	-1 269	318
$\tilde{R}_{C,BTE,j}^{CR}$	Proveitos Permitidos em BTE	3 490	1 773
	Nº de Consumidores	24 616	28 709
$\tilde{A}m_{C,BTN,j}$	amortizações dos activos afectos à actividade de Comercialização em BTN	1 913	0
$\tilde{A}ct_{C,BTN,j}$	valor médio do activo fixo afecto à Comercialização em BTN, líquido de amortizações e participações	14 641	0
$r_{C,j}$	taxa de remuneração permitida para os activos afectos à actividade de Comercialização (%)	8,0	8,0
$\tilde{C}_{C,BTN,j}$	custos de estrutura comercial afectos a BTN	72 609	86 285
$\tilde{P}AR_{C,BTN,j}$	plano de apoio à reestruturação (PAR)	1 274	1 126
$\Delta R_{C,BTN,j-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Comercialização em BTN relativos ao ano t-2	-3 330	-1 540
$\tilde{R}_{C,BTN,j}^{CR}$	Proveitos Permitidos em BTN	80 296	88 951
	Nº de Consumidores	5 877 275	5 823 963
$\tilde{R}_{C,j}^{CR}$	Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Comercialização	93 722	93 851

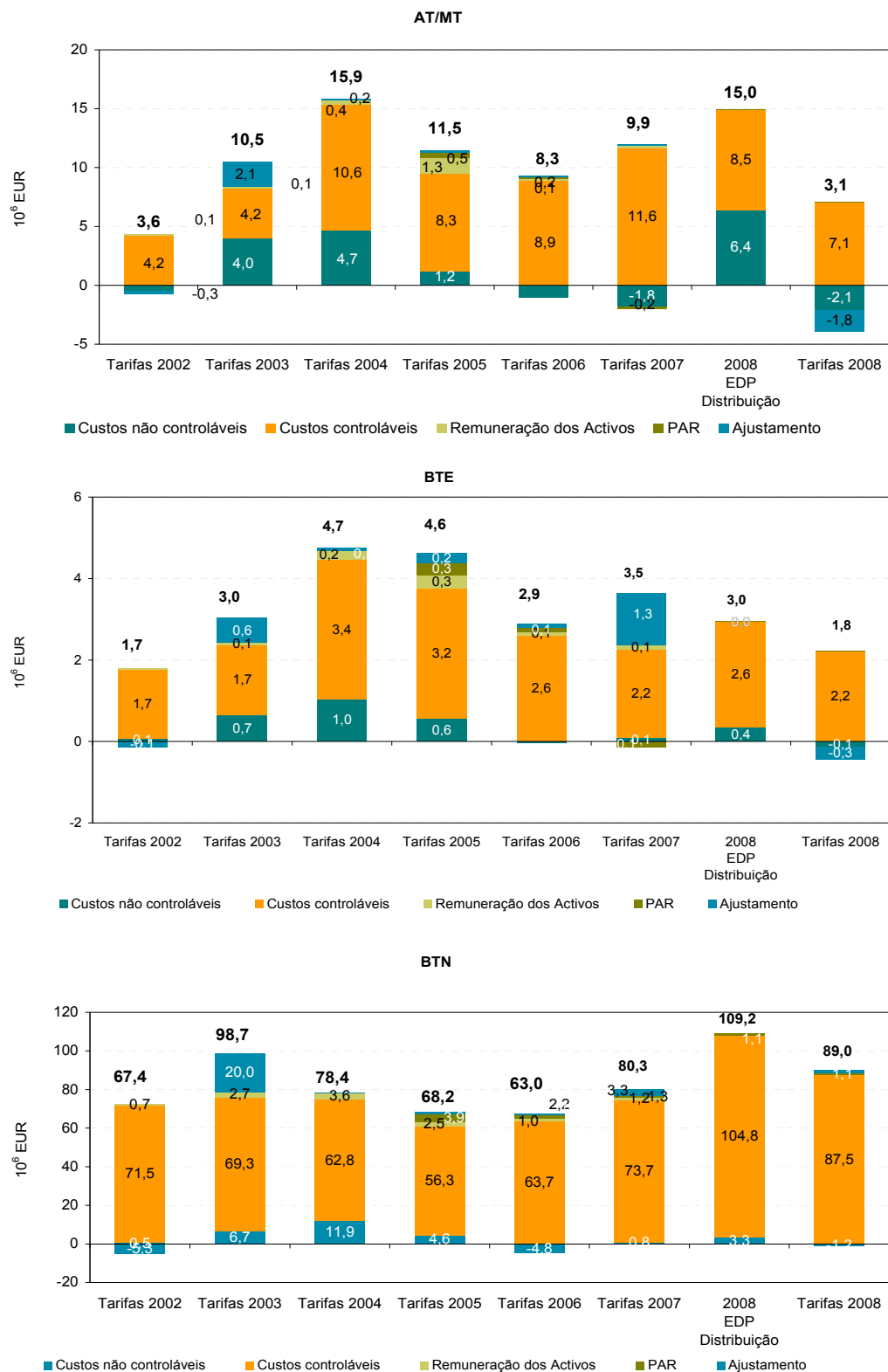
Na Figura 4-30 apresenta-se a decomposição dos proveitos permitidos na actividade de Comercialização, por nível de tensão.

Figura 4-30 - Decomposição dos proveitos permitidos na actividade de Comercialização, por nível de tensão
(preços correntes)



Na Figura 4-31 apresenta-se para cada nível de tensão a desagregação dos proveitos permitidos nas suas principais rubricas.

Figura 4-31 - Decomposição do nível de proveitos permitidos na actividade de Comercialização, por nível de tensão (preços correntes)



4.6 PROVEITOS PERMITIDOS PARA 2008 NO CONTINENTE

O Quadro 4-56 sintetiza os proveitos permitidos em 2008, por actividade, no Continente.

Quadro 4-56 - Proveitos permitidos em 2008, por actividade, no Continente

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2008	Proveitos permitidos por actividade (1)	Custos transferidos entre actividades (2)	Proveitos a proporcionar em 2008, previstos em 2007 (c/ ajustamento) (3) = (1) + (2)
REN	1 006 075		534 748
Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial (CVEEAC)	573 733	-541 055 (GGS + CVEE)	32 678
Gestão Global do Sistema (GGS)	212 058	69 728 (AEE)	281 786
Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	220 284		220 284
EDP Distribuição	2 488 292	-502 069	1 986 222
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	1 098 918		1 098 918
Comercialização de Redes (CR)	151 844		151 844
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT)	1 237 529	-502 069 (GGS + TEE)	735 460
EDP Serviço Universal (CUR)	5 359 355	-2 924 549	2 434 805
Compra e Venda de Energia Eléctrica (CVEE)	3 014 123	-673 169 (CVEEAC + diferencial da PRE)	2 340 954
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	2 251 380	-2 251 380 ⁽¹⁾ DEE + CR + CVAT	0
Comercialização (C)	93 851		93 851
			4 955 775

Nota: ⁽¹⁾ Parte afecta aos clientes do comercializador de último recurso.

O Quadro 4-57 sintetiza os proveitos a proporcionar em 2008 pela aplicação das tarifas no continente, para cada uma das actividades reguladas, identificando os proveitos a proporcionar para recuperar os custos do ano e os ajustamentos aos proveitos relativos a 2006 e 2007, os quais de acordo com o Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro de 2006 podem ser sujeitos a titularização.

Quadro 4-57 - Proveitos permitidos em 2008 no Continente

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2008	Proveitos a proporcionar em 2008, previstos em 2007	Ajustamento (ano 2006)	Ajustamento (ano 2007)	Total dos ajustamentos a incorporar nas Tarifas 2008	Proveitos a proporcionar em 2008, previstos em 2007 (c/ ajustamento)
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5) = (1) - (4)
REN	479 523	-113 734	58 509	-55 225	534 748
Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial (CVEAC)	0	-91 188	58 509	-32 678	32 678
Gestão Global do Sistema (GGS)	263 426	-18 360	0	-18 360	281 786
Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	216 097	-4 187		-4 187	220 284
EDP Distribuição	1 919 819	-66 403	0	-66 403	1 986 222
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	1 036 626	-62 292		-62 292	1 098 918
Comercialização de Redes (CR)	150 640	-1 204		-1 204	151 844
Compra a Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT) ^[1]	732 552	-2 908		-2 908	735 460
EDP Serviço Universal (CUR)	2 393 441	-41 364	0	-41 364	2 434 805
Comercialização (C)	94 454	603		603	93 851
Compra e Venda de Energia Eléctrica (CVEE)	2 298 988	-41 967	0	-41 967	2 340 954
Aquisição aos PRE (exclui sobrecurso)	658 250			0	658 250
Aquisição no mercado	1 637 741			0	1 637 741
Custos de funcionamento	2 997			0	2 997
Ajustamentos na TE do CUR		-6 960		-6 960	6 960
Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas		-35 006	0	-35 006	35 006
	4 792 783	-221 502	58 509	-162 992	4 955 775

Nota:

Ajustamento com sinal (+) significa valor a devolver aos clientes e sinal (-) valor a recuperar pelas empresas.

^[1] Exclui os custos transferidos da GGS e TEE da REN.

O Quadro 4-58 compara os proveitos permitidos pela ERSE com os proveitos permitidos enviados pela empresa, evidenciando os impactes das decisões tomadas pela ERSE.

O cenário base considerado corresponde aos custos enviados pelas empresas corrigidos de eventuais erros que foram entretanto detectados e identificados na análise das respectivas actividades, considerando a remuneração do activo com o parâmetro em vigor de 7% para as actividades da REN e de 8 % para as actividades da EDP Distribuição e da EDP Serviço Universal e com os ajustamentos para 2006 e 2007 definidos pela ERSE, excepto o ajustamento provisório de Julho e Agosto de 2007 na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, visto se tratar de um ajustamento extraordinário.

Quadro 4-58 - Resumo do impacte das decisões ERSE, no cálculo dos proveitos permitidos para 2008

Tarifas 2008	Cenário base	Impacte da alteração da tx de inflação para 2,7%	Impacte custos aceites pela ERSE	Ajustamento provisório de Julho e Agosto	Alteração da Turbogás	Despacho a publicar pelo MEI	Custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas	Total dos impactes das decisões ERSE	
	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14) = (13) / (6)
REN	490 417	977	-1 805	0	-13 728	-52 581	111 468	44 330	9,0%
Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial (CVEEAC)	32 678	0	0	0	0	0	0	0	0,0%
Gestão Global do Sistema (GGS)	236 000	627	0	0	-13 728	-52 581	111 468	45 786	19,4%
Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	221 740	349	-1 805	0	0	0	0	-1 456	-0,7%
EDP Distribuição	1 999 467	98	-13 343	0	0	0	0	-13 245	-0,7%
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	1 098 918	0	0	0	0	0	0	0	0,0%
Comercialização de Redes (CR)	165 089	98	-13 343	0	0	0	0	-13 245	-8,0%
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT)	735 460	0	0	0	0	0	0	0	0,0%
EDP Serviço Universal (CUR)	2 473 360	113	-16 131	-22 536	0	0	0	-38 555	-1,6%
Compra e Venda de Energia Eléctrica (CVEE)	2 360 494	0	2 997	-22 536	0	0	0	-19 539	-0,8%
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0%
Comercialização (C)	112 866	113	-19 128	0	0	0	0	-19 015	-16,8%
	4 963 244	1 187	-31 278	-22 536	-13 728	-52 581	111 468	-7 469	-0,2%

4.7 ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA EDA

A EDA desenvolve actividades relacionadas com a produção, a distribuição e a comercialização de energia eléctrica, adquirindo ainda energia eléctrica a outros produtores.

Este ponto inicia-se com uma análise de questões que são comuns a todas as actividades reguladas da empresa, seguindo-se uma análise de questões específicas de cada actividade. Sempre que se revelar útil, é feita uma análise comparativa entre empresas reguladas do sector eléctrico no Continente e nas Regiões Autónomas.

A análise detalhada dos valores enviados pela empresa para os anos de 2007 e 2008 é feita no documento “Análise do desempenho e das previsões das empresas reguladas” que se anexa em complemento. Nele é analisada, para cada uma das actividades da EDA, a evolução das principais rubricas de custos e investimento ao longo dos anos 2002 a 2008.

Em seguida, descrevem-se e justificam-se as decisões tomadas pela ERSE relativamente às actividades reguladas da EDA tendo em vista a elaboração das tarifas para 2008.

4.7.1 QUESTÕES COMUNS A TODAS AS ACTIVIDADES DA EDA

4.7.1.1 INFORMAÇÃO ENVIADA

A informação enviada pela EDA, respeitante aos anos de 2007 e 2008, está de acordo com o solicitado, e inclui:

- Balanços de energia eléctrica.
- Investimentos e participações por actividade.
- Informação económica das actividades reguladas, nomeadamente, os custos e proveitos por actividade e os imobilizados líquidos em exploração.
- Número de clientes por nível de tensão.

De uma forma geral, a informação enviada está desagregada de acordo com as necessidades da regulação, tal como previsto nas normas contabilísticas publicadas pela ERSE.

A EDA deverá no futuro, de acordo com o artigo 109.º do Regulamento Tarifário, individualizar os custos operacionais e de investimento relativos ao Plano de Promoção do Desempenho Ambiental.

Uma regulação baseada em custos e investimentos aceites, como é o caso de todas as actividades da EDA, determina que, tanto os custos, como os investimentos propostos pelas empresas sejam convenientemente justificados.

Importa assim que, relativamente aos valores enviados anualmente, até 15 de Junho, para efeito de cálculo das tarifas, nomeadamente os custos operacionais propostos para serem aceites em base anual, sejam enviadas à ERSE acompanhadas das justificações que permitam compreender as seguintes questões:

- O valor absoluto de cada rubrica de custo, assim como a sua evolução de um ano para o outro, ao longo dos últimos anos e ainda para o futuro.
- A diferença entre a previsão proposta e as previsões efectuadas no ano anterior ou que tenham sido enviadas para outros efeitos.
- As chaves de repartição dos custos por actividade, nomeadamente as relativas a custos comuns.

De um modo geral a EDA cumpriu com estes requisitos.

Relativamente aos valores propostos para investimentos importa ter em conta o disposto no Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações (RARI), que prevê que:

- O operador da rede de transporte e de distribuição em MT e AT na Região Autónoma dos Açores envie à ERSE, para parecer, para efeito de reconhecimento nas tarifas, até ao dia 15 de Junho de cada ano, o orçamento de investimento nas suas redes a executar no ano civil seguinte, contendo uma identificação exaustiva dos activos que irá investir, da calendarização e dos respectivos valores de investimento previstos. Os orçamentos de investimentos devem, nomeadamente identificar a caracterização física das obras, a data prevista de entrada em exploração e os valores de investimento, desagregados por ano e pelos vários tipos de equipamento de cada obra. Os investimentos aprovados, após efectuados e os activos terem passado à exploração, passam a ser considerados para efeito de cálculo da retribuição dos operadores das redes, nos termos previstos no Regulamento Tarifário.
- O operador da rede de transporte e de distribuição em MT e AT na Região Autónoma dos Açores envie à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, um relatório de execução do orçamento do ano anterior, com identificação dos respectivos valores de investimento realizados, de acordo com as normas complementares previstas no Regulamento Tarifário.

A ERSE publicou o Despacho n.º 4 168-A/2005, de 24 de Fevereiro, onde consta a norma contabilística n.º 15 com o objectivo de normalizar a informação de detalhe sobre os investimentos da EDA em conciliação com o rigor, transparência e a exigência associada a essa informação, para efeitos de uma regulação objectiva e transparente. A sistematização desta informação tem como objectivos:

- Compatibilizar os planos de investimentos nas redes de acordo com o RARI e os orçamentos de investimentos enviados pela EDA para efeito de cálculo anual dos proveitos permitidos, no âmbito do Regulamento Tarifário.
- Acompanhar os investimentos da EDA.
- Acompanhar as obras concluídas com vista à sua aceitação, conforme previsto no Regulamento Tarifário.

A EDA enviou toda a informação para tarifas 2008, de acordo com a norma contabilística n.º 15.

4.7.1.2 CUSTOS OPERACIONAIS DE EXPLORAÇÃO E REMUNERAÇÃO DO ACTIVO DA EDA

Em 2006, a EDA implementou uma “Solução de *Unbundling* Contabilístico” que de acordo com a empresa “...permite dar cumprimento às exigências de separação das suas Demonstrações Financeiras nas Actividades de Negócio definidas, agilizando o processo de reporte de informação à ERSE...”. Esta solução assenta em três modelos complementares focados no tratamento de várias naturezas de valores:

- Custos – custeio dos serviços prestados pela EDA assente na metodologia ABC (*Activity Based Costing*);
- Proveitos – afectação a cada actividade regulada dos proveitos resultantes dos serviços prestados;
- Activos e Passivos – afectação a cada actividade regulada dos activos, passivos e capitais.

Esta nova metodologia de construção das peças financeiras (Balanços e Demonstrações dos Resultados), vem introduzir novos critérios de repartição de custos e proveitos por actividade, bem como dos activos, passivos e capitais.

Estas alterações tiveram implicações no cálculo das tarifas para 2008, tanto ao nível dos custos de exploração aceites, como também ao nível da base de activos remunerados. No entanto, a ERSE entende, que pelo facto de estar a decorrer um período regulatório que terminará em 2008, não se deve proceder à alteração das metodologias de aceitação de custos que vigoraram na fixação das tarifas de 2006-2008.

No Quadro 4-59 apresentam-se os custos da EDA, ocorridos de 2005 a 2006, os valores aceites pela ERSE para efeito de cálculo das tarifas, assim como os valores enviados pela EDA para o ano de 2008. Os valores de 2005 e 2006 correspondem aos aceites pela ERSE para efeitos de cálculo dos ajustamentos de 2005 e 2006, respectivamente.

Os proveitos permitidos aceites pela ERSE para 2006 são cerca de 9,5% superiores aos calculados para as tarifas de 2006, com um desvio que em 2006 atingiu os 14,4 milhões de euros. Este desvio é actualizado para 2008 aplicando-se a taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho de 2007, acrescida de meio ponto percentual. O ajustamento a recuperar pela EDA em 2008 relativamente ao ano de 2006 será de 15,8 milhões de euros. Uma análise mais aprofundada encontra-se no documento “Ajustamentos referentes a 2006 e 2007 a repercutir nas tarifas de 2008”.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2008

Proveitos permitidos para cada actividade

Quadro 4-59 - Custos regulados e remuneração do activo das actividades reguladas da EDA

EDA	2005			Tarifas 2006					Tarifas 2007		Tarifas 2008			
	Tarifas 2005	Real Aceite pela ERSE	Real / Tarifas 2005	Tarifas 2006	Tarifas 2006 / Tarifas 2005	Real Aceite pela ERSE	Real / Tarifas 2006	2006/2005 (Real)	Tarifas 2007	Tarifas 2007 / Tarifas 2006	Tarifas 2008	EDA	Tarifas 2008 / 2008 EDA	Tarifas 2008 / Tarifas 2007
	EUR	EUR	Δ%	EUR	Δ%	EUR	Δ%	Δ%	EUR	Δ%	EUR	EUR	Δ%	Δ%
	(1)	(2)	[(2) - (1)] / (1)	(3)	[(3) - (1)] / (1)	(4)	[(4) - (3)] / (3)	[(4) - (2)] / (2)	(5)	[(5) - (3)] / (3)	(6)	(7)	[(6) - (7)] / (7)	[(6) - (5)] / (5)
CUSTOS														
Energia Eléctrica	10 135 972	8 957 970	-11,6%	10 374 209	2,4%	10 246 323	-1,2%	14,4%	16 821 039	62,1%	16 886 616	16 886 616	0,0%	0,4%
Combustíveis	30 755 333	42 394 708	37,8%	38 692 455	25,8%	54 711 831	41,4%	29,1%	56 117 553	45,0%	50 455 457	55 749 817	-9,5%	-10,1%
CUSTOS ENERGIA (A)	40 891 305	51 352 678	25,6%	49 066 664	20,0%	64 958 154	32,4%	26,5%	72 938 592	48,7%	67 342 073	72 636 433	-7,3%	-7,7%
Materiais Diversos + Lubrificantes	5 344 916	3 538 476	-33,8%	5 632 925	5,4%	4 185 665	-25,7%	18,3%	5 329 557	-5,4%	5 707 283	5 775 215	-1,2%	7,1%
FSE	7 810 343	9 118 644	16,8%	7 910 081	1,3%	8 886 908	12,3%	-2,5%	9 371 279	18,5%	9 177 806	10 787 533	-14,9%	-2,1%
Pessoal	23 046 834	23 900 069	3,7%	22 434 741	-2,7%	21 434 766	-4,4%	-10,3%	24 296 623	8,4%	23 635 925	28 383 402	-16,7%	-2,7%
Outros Custos	723 988	464 125	-35,9%	152 791	-78,9%	798 282	422,5%	72,0%	4 149 873	2616,1%	952 901	1 139 150	-16,3%	-77,0%
Total Custos de Exploração (B)	36 928 082	37 021 313	0,3%	36 112 537	-2,2%	35 305 622	-2,2%	-4,6%	43 147 333	19,5%	39 473 915	46 085 301	-14,3%	-8,5%
PROVEITOS														
Prestações Serviços	2 018 708	1 094 835	-45,8%	1 655 968	-18,0%	748 004	-54,8%	-31,7%	1 623 010	-2,0%	788 174	787 406	0,1%	-51,4%
Outros	500 879	813 202	62,4%	868 286	73,4%	734 097	-15,5%	-9,7%	3 907 731	350,1%	1 054 794	1 054 041	0,1%	-73,0%
Total Proveitos (C)	2 519 587	1 908 037	-24,3%	2 524 254	0,2%	1 482 101	-41,3%	-22,3%	5 530 741	119,1%	1 842 968	1 841 447	0,1%	-66,7%
CUSTOS CONTROLÁVEIS (D) = (B) - (A)	34 406 494	35 113 276	2,1%	33 588 284	-2,4%	33 823 520	0,7%	-3,7%	37 616 592	12,0%	37 630 947	44 243 853	-14,9%	0,0%
Provisões líquidas das utilizações do exercício	0	-63 197		-4 513		-34 062			31 513		2 127	2 127	0,0%	
Amortizações do exercício deduzidas das amort. do imob. participado	16 779 348	15 618 160	-6,9%	18 609 025	10,9%	15 932 183	-14,4%	2,0%	19 666 621	5,7%	18 317 238	18 320 061	0,0%	-6,9%
CUSTOS NÃO CONTROLÁVEIS (E)	16 779 348	15 554 963	-7,3%	18 604 511	10,9%	15 898 120	-14,5%	2,2%	19 698 134	5,9%	18 319 364	18 322 188	0,0%	-7,0%
TOTAL DE CUSTOS (F) = (A) + (D) + (E)	92 077 147	102 020 916	10,8%	101 259 459	10,0%	114 679 794	13,3%	12,4%	130 253 318	28,6%	123 292 385	135 202 474	-8,8%	-5,3%
AJUSTAMENTO t-2	-7 948 486	-7 948 486		-4 690 316	59,0%	-4 690 316			-8 491 596	81,0%	-15 831 416	-25 742 732		86,4%
REMUNERAÇÃO DO ACTIVO														
Valor ⁽¹⁾ (G)	21 927 528	21 336 488	-2,7%	22 076 761	0,7%	20 838 972	-5,6%	-2,3%	23 215 879	5,2%	25 032 400	25 042 110	0,0%	7,8%
Taxa de remuneração ⁽¹⁾	8,2%	8,3%		7,2%		7,5%			7,5%		7,5%	7,5%		
VENDAS DE ENERGIA ELÉCTRICA / PROVEITOS PERMITIDOS (H)	121 953 161	131 305 890	7,7%	128 026 536	5,0%	140 209 083	9,5%	6,8%	161 960 794	26,5%	164 156 200	185 987 317	-11,7%	1,4%
Facturação ao cliente final	72 801 631	75 200 466		83 720 817		81 586 000			89 083 294		95 268 651	93 406 122		
Limitação dos acréscimos das tarifas de venda a clientes finais em BT				5 980 694										
Compensação tarifária	49 151 530	48 186 846		0		44 174 214			0		68 887 549	61 716 560		
Desvio a recuperar em t+2	0	7 918 578		38 325 025		14 448 868			72 877 500		0	30 864 634		
Activo no final do ano	285 624 563	269 457 305	-5,7%	308 743 131	8,1%	286 572 393	-7,2%	6,4%	323 396 048	4,7%	347 493 161	347 611 121	0,0%	7,5%
Imobilizado incorpóreo líquido de amortizações (+)	938 392	15 592		202 534		11 141			2		15	62 801		
Imobilizado corpóreo líquido de amortizações (+)	348 706 582	339 289 944		369 823 061		357 851 491			391 733 908		420 313 776	420 312 844		
Imobilizado Participado Líquido (-)	64 020 411	69 848 231		61 282 463		71 290 239			68 337 862		72 820 630	72 764 524		

Nota:

^[1] Nas colunas "Tarifas XXX" a taxa de remuneração é um dado, nas restantes colunas é uma taxa de remuneração implícita, em que a remuneração do activo resulta da seguinte fórmula: vendas de energia eléctrica - total de custos - ajustamento t-2.

Fonte: EDA, ERSE

Os custos reais controláveis da EDA no período 2004 a 2006, não incluindo as indemnizações por despedimento, que são um custo não aceite pela ERSE, decrescem em média 1,5% ao ano. Para o período 2006-2008 a EDA prevê um crescimento médio anual de 7,6%, não incluindo os custos com indemnizações por despedimento.

Relativamente à aquisição de combustíveis para produção própria, que o Governo da RAA deixou de subsidiar em 2003, o valor real aceite, em 2006, foi superior ao valor aceite pela ERSE nas tarifas de 2006, em cerca de 41,4%.

Tendo em conta que:

- A empresa enviou a informação solicitada pela ERSE.
- É desejável incentivar a empresa a fazer esforços de redução de custos e de obtenção de ganhos de eficiência.
- Os custos controláveis ocorridos em 2006 superaram os aceites para tarifas em 11,2%, tendo os reais aceites pela ERSE reduzido este desvio para 4,9%.

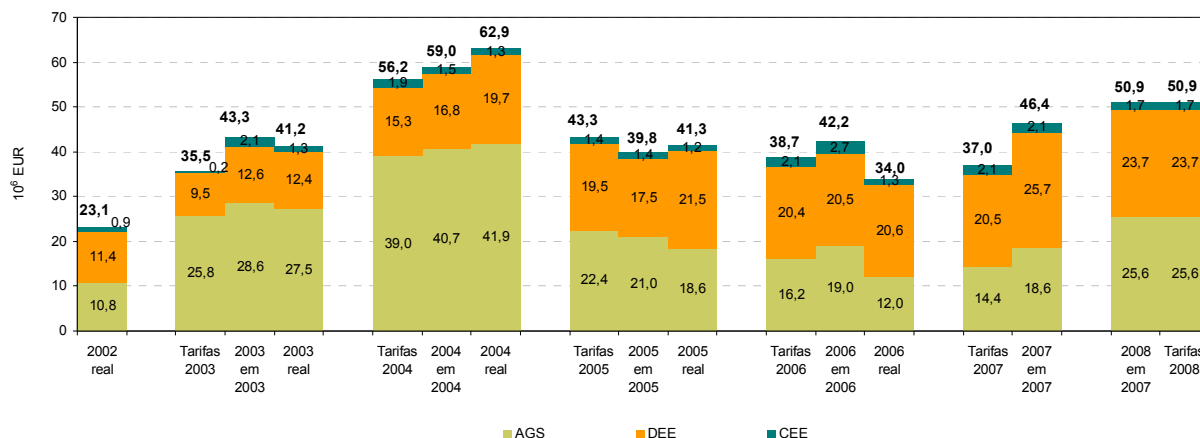
A ERSE decidiu, na elaboração das tarifas para 2008:

- Calcular o fuelóleo de acordo com as regras do Regulamento Tarifário.
- Considerar o deflator do PIB de 2,7%.
- Não aceitar o montante de indemnizações por despedimento, à semelhança das decisões tomadas para o Continente.
- Aceitar a remuneração por efectivo de 2006 acrescida de 1,5 p.p. acima da inflação, valor que corresponde ao crescimento normal da massa salarial, para as actividades em que esse valor for inferior aos custos apresentados pela EDA.
- Calcular os custos controláveis aceites para 2008 relativos a fornecimentos e serviços externos, a materiais diversos e a outros custos operacionais, com base nos custos reais aceites de 2006, actualizados com a inflação e impondo um factor de eficiência de 1% ao ano.

O impacte destas alterações nos custos aceites da EDA relativamente às previsões da empresa é de -8,8%.

INVESTIMENTO

A Figura 4-32 apresenta os investimentos a custos técnicos realizados pela EDA de 2002 a 2006, as previsões da EDA desde 2002 e os valores aceites pela ERSE para cálculo das tarifas.

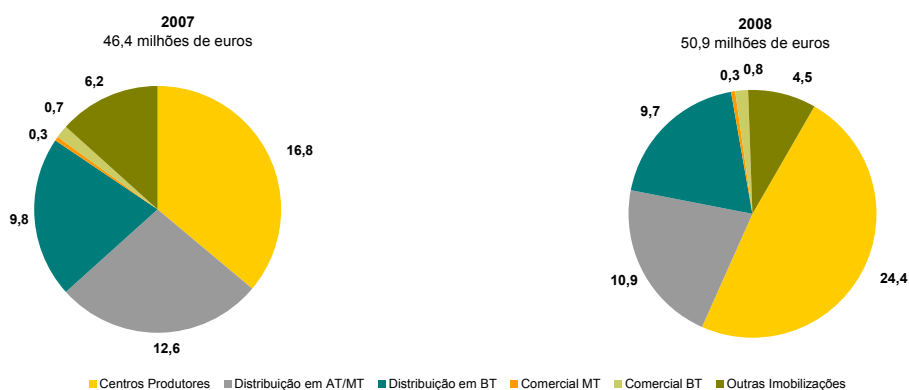
Figura 4-32 - Investimento a custos técnicos na EDA, por actividade

Fonte: EDA

Conforme se pode observar, o grau de realização do investimento em 2006 ficou abaixo das previsões da empresa enviadas para as tarifas de 2006 em cerca de 12,2%, embora a EDA em 2006 estimasse para o próprio ano um grau de realização ainda superior ao valor considerado para tarifas. A EDA estima em 2007 um grau de realização do investimento de 125,6% relativamente à previsão de investimento enviada para cálculo das tarifas de 2007.

Para o investimento a realizar em 2008 prevê-se um crescimento relativamente à estimativa para 2007, em cerca de 9,6%, motivado pelo investimento ao nível dos centros produtores (acréscimo de cerca de 7 milhões de euros relativamente à estimativa para 2007).

A Figura 4-33 permite comparar o investimento estimado para 2007 com o previsto para 2008 por grandes rubricas.

Figura 4-33 - Investimentos a custos técnicos na EDA, por rubrica (preços correntes)

Fonte: EDA

Entre a estimativa de 2007 e a previsão para 2008 ocorre um acréscimo significativo dos investimentos em centros produtores (cerca de 45%). Para 2008 os investimentos mais significativos, a esse nível são:

- Ampliação da central térmica do Aeroporto, em Santa Maria, com a instalação de dois grupos a diesel (grupos VI e VII), num investimento para o ano de 6,6 milhões de euros;
- Diversos investimentos na centrais térmicas do Caldeirão, em São Miguel, e do Belo Jardim, na Terceira, maioritariamente relacionados com questões ambientais, nomeadamente em equipamentos para tratamento de emissões gasosas e resíduos sólidos (combustíveis e lubrificantes), num total de 9,4 milhões de euros;
- Ampliação da central térmica de Santa Bárbara, no Faial, com a instalação de um grupo, com um investimento de 4,5 milhões de euros, para 2008;
- Nova central térmica das Flores com 2,1 milhões de euros.

INVESTIMENTOS NAS REDES DE ENERGIA ELÉTRICA

O Quadro 4-60 e as Figura 4-34 e Figura 4-35 apresentam a evolução dos investimentos realizados nas redes de energia eléctrica da Região Autónoma dos Açores entre 2004 e 2006, do investimento estimado para 2007 e do investimento previsto para 2008, desagregado pelas principais rubricas.

Para cada ano é evidenciada a estrutura do investimento, com a indicação da percentagem que cada rubrica representa no investimento total. Para os últimos dois anos em análise, 2007 e 2008, é apresentada a variação dos montantes de investimento previsto relativamente ao ano imediatamente anterior.

Quadro 4-60 - Evolução do investimento a custos técnicos nas redes de energia eléctrica na Região Autónoma dos Açores

Nível tensão	Equipamento	Realizado 2004		Realizado 2005		Realizado 2006		Estimado 2007		Previsto 2008		Variação 2006-2007		Variação 2007-2008	
		10 ³ EUR	%	10 ³ EUR	%	10 ³ EUR	%	10 ³ EUR	%	10 ³ EUR	%	10 ³ EUR	%	10 ³ EUR	%
AT / MT	Centros de controlo e telemedida	274	2%	86	1%	251	2%	587	3%	937	5%	336	134%	350	60%
	Subestações	5 026	31%	3 141	19%	2 241	15%	4 902	26%	2 528	15%	2 661	119%	- 2 374	-48%
	Postos de seccionamento	299	2%	258	2%	266	2%	540	3%	220	1%	274	103%	- 320	-59%
	Linhas de transporte	1 169	7%	1 784	11%	1 806	12%	1 392	7%	318	2%	- 414	-23%	- 1 074	-77%
	Linhas de distribuição	5 117	32%	4 676	29%	4 153	27%	4 880	26%	6 577	38%	726	17%	1 697	35%
	TOTAL Investimento AT / MT	11 886	73%	9 945	61%	8 718	56%	12 300	65%	10 579	62%	3 583	41%	- 1 721	-14%
BT	Postos de transformação	1 202	7%	1 692	10%	1 300	8%	2 214	12%	2 181	13%	914	70%	- 33	-2%
	Redes urbanas	830	5%	2 070	13%	1 447	9%	639	3%	1 290	8%	- 809	-56%	651	102%
	Redes rurais	1 663	10%	2 071	13%	3 154	20%	3 273	17%	2 460	14%	119	4%	- 813	-25%
	Iluminação pública	50	0%	99	1%	108	1%	37	0%	30	0%	- 71	-66%	- 7	-18%
	Chegadas aéreas	558	3%	527	3%	724	5%	498	3%	571	3%	- 226	-31%	73	15%
	Chegadas subterrâneas	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
	TOTAL Investimento BT	4 303	27%	6 460	39%	6 733	44%	6 661	35%	6 531	38%	- 72	-1%	- 130	-2%
	INVESTIMENTO TOTAL NAS REDES DA RAA	16 189	100%	16 405	100%	15 451	100%	18 961	100%	17 110	100%	3 510	23%	- 1 851	-10%

Figura 4-34 - Evolução do investimento a custos técnicos nas redes de energia eléctrica na Região Autónoma dos Açores, de AT e MT

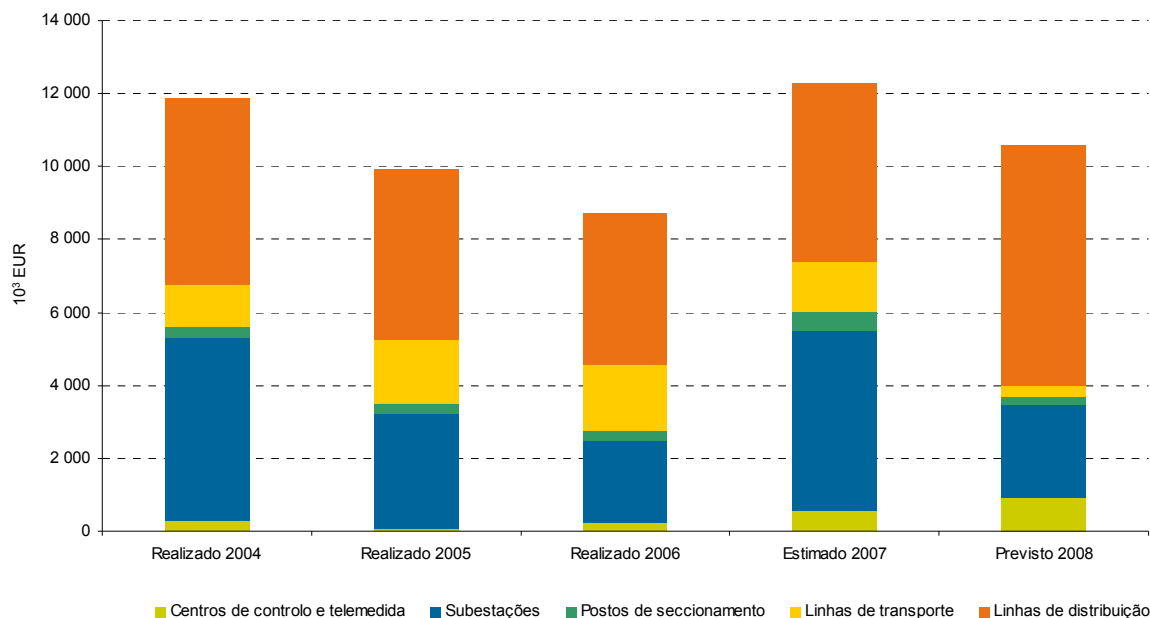
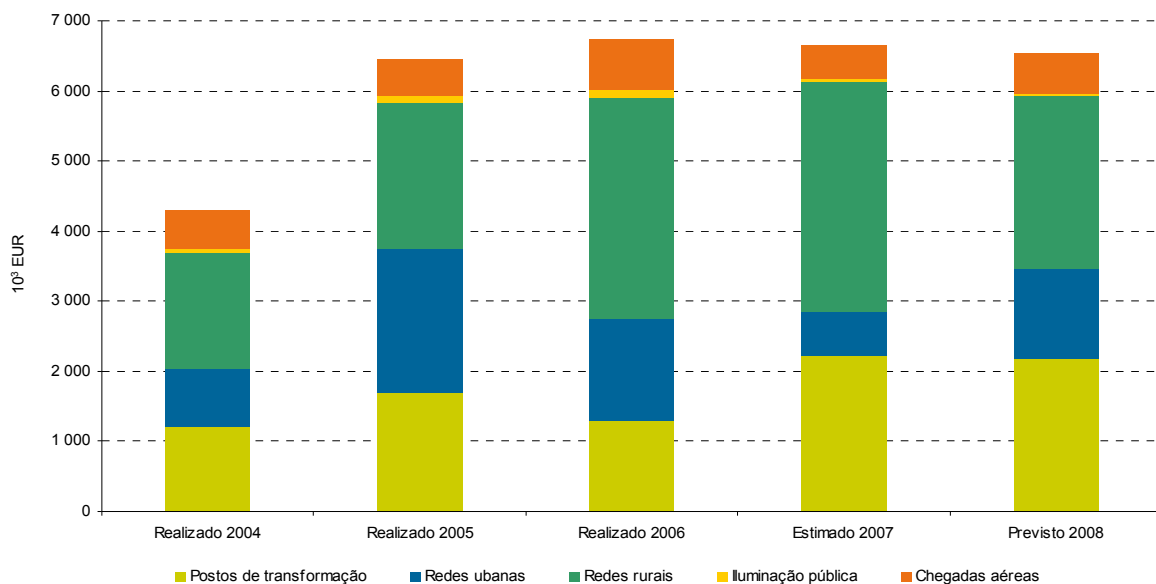


Figura 4-35 - Evolução do investimento a custos técnicos nas redes de energia eléctrica na Região Autónoma dos Açores, de BT



Em termos globais, a evolução do investimento nas redes de distribuição da RAA caracteriza-se por um nível de investimento entre 15 e 19 milhões de euros, estimando a EDA para 2007 o valor mais elevado. A retoma dos investimentos, que se estima para 2007, verifica-se ao nível dos investimentos na rede de AT e MT.

A análise ao Quadro 4-60 permite também verificar que a estrutura do investimento é idêntica aos longo dos anos, com maior peso para o investimento em subestações e em linhas de distribuição, no que diz respeito a equipamento de AT e MT, e em postos de transformação e redes rurais relativamente a equipamento de BT. No entanto, em 2005 e 2006, o peso do investimento realizado em redes urbanas de BT foi acentuado, representando cerca de 25% do total investido neste nível de tensão.

A análise à Figura 4-34 permite verificar esta alteração na tendência de redução do investimento nas redes de AT e MT, verificado entre 2004 e 2006. Assim, para os próximos anos estão previstos investimentos acima dos 10 milhões de euros em equipamentos de AT e MT, o que representa mais de 60% do investimento total da EDA. Em 2007, o investimento será o maior dos últimos 5 anos, acima dos 12 milhões de euros, sendo a previsão para 2008 inferior em 15%. As principais rubricas que contribuem para este crescimento no investimento são as “subestações” e “linhas de distribuição”, que no conjunto representam mais de 80% do investimento total em equipamentos de AT e MT, e mais de 50% do total de investimento da EDA, nas redes de energia eléctrica.

No que diz respeito aos investimentos em redes de BT, Figura 4-35, a EDA prevê para 2007 e 2008 um nível de investimento ao mesmo nível do realizado em 2005 e 2006, a rondar os 6,5 milhões de euros, representando quase 40% do investimento total a investir pela EDA na RAA. A nível de rubricas, as “redes rurais” e os “postos de transformação” contribuem com quase 80% do investimento total de BT e cerca de 30% do total a investir pela da EDA na RAA.

CUSTOS COM O PESSOAL

O Quadro 4-61 apresenta a evolução da rubrica de custos com o pessoal no período 2001 a 2008. Os valores de 2001 a 2006 são valores verificados e os de 2007 e 2008 são os previstos pela EDA, em Junho de 2007.

Quadro 4-61 - Custos com o pessoal

	2001	2002	Δ% 2002/2001	2003	Δ% 2003/2002	2004	Δ% 2004/2003	2005	Δ% 2005/2004	2006	Δ% 2006/2005	2007	Δ% 2007/2006	2008	Δ% 2008/2007
Unidade: 10 ³ EUR															
Remunerações	12 058	12 210	1,3%	16 452	34,7%	16 583	0,8%	16 960	2,3%	17 265	1,8%	18 286	5,9%	18 791	2,8%
Encargos c/ remunerações e outros	8 860	8 065	-9,0%	4 173	-48,3%	4 989	19,5%	5 228	4,8%	4 618	-11,7%	4 505	-2,4%	4 521	0,3%
Custos com pensões	2 873	4 347	51,3%	472	-89,1%	3 779	701,0%	4 037	6,8%	2 831	-29,9%	4 669	64,9%	4 554	-2,5%
Indemnizações p/ despedimento	216	648	200,0%	1 738	168,2%	1 744	0,3%	636	-63,5%	200	-68,6%	1 785	793,4%	1 750	-2,0%
Total custos com o pessoal	24 007	25 270	5,3%	22 835	-9,6%	27 095	18,7%	26 861	-0,9%	24 914	-7,2%	29 245	17,4%	29 615	1,3%
% das pensões nas remunerações	23,8%	35,6%		2,9%		22,8%		23,8%		16,4%		25,5%		24,2%	
% dos encargos + outros nas remunerações	73,5%	66,1%		25,4%		30,1%		30,8%		26,7%		24,6%		24,1%	
nº de efectivos no início do ano		775		735		727		709		689		683		660	
Remuneração por efectivo ^[1]	--	--		22,4		22,8	1,9%	23,9	4,9%	25,1	4,8%	26,8	6,8%	28,5	6,3%
Reformas (Fundo de Pensões)	2 873	4 347	51,3%	472	-89,1%	3 779	701,0%	4 037	6,8%	1 060	-73,7%				
Serviços correntes	432	469	8,5%	513	9,4%	429	-16,3%	408	-5,0%	332	-18,6%				
Juros	1 875	1 930	2,9%	2 091	8,4%	2 035	-2,6%	2 142	5,3%	2 266	5,8%				
Retorno real dos activos [ganho (-)]	-35	-145		-438		-651		-876	34,5%	-1 115	27,3%				
ganho actuarial (-) / perda actuarial (+)	601	2 094		-1 694		1 966		2 363	20,2%	-422	-17,9%				

Nota:

[1] A desagregação enviada para 2001 e 2002 referente a remunerações e encargos com remunerações não é compatível com a enviada nos anos seguintes. O cálculo da remuneração por efectivo foi efectuado tendo em conta o nº de efectivos no início do ano.

Fonte: Normas contabilísticas e relatório do exercício da EDA

Da análise do quadro verifica-se que a quebra ocorrida em 2003 na rubrica de custos com o pessoal resulta essencialmente da rubrica de custos com pensões (-89,1%). A redução desta rubrica ocorreu devido a um ganho actuarial do fundo de pensões (redução da rubrica de custos com o pessoal), no montante de 1,7 milhões, enquanto que em 2002 tinha ocorrido uma perda actuarial (aumento da rubrica de custos com o pessoal) de 2 milhões de euros. Em 2004 e 2005 voltaram a ocorrer perdas actuariais de 2 milhões de euros e de 2,4 milhões de euros, respectivamente. Em 2006 verifica-se uma redução dos custos com pessoal (-7,2%) do que no ano anterior, motivado essencialmente pela redução dos custos com pensões em 29,9%, dos encargos sobre remunerações em 11,7% e das indemnizações por despedimento em 68,6%. Realça-se o facto do valor dos movimentos anuais do fundo de pensões (cerca de 1 060 milhares de euros) se encontrar influenciado pelo montante de 1 771 milhares de euros, referente ao efeito da alteração da taxa técnica de actualização de 5% para 4,75%.

As estimativas da EDA para 2007 e as suas previsões para 2008 têm subjacente crescimentos da massa salarial por efectivo (considerou-se o número de efectivos no início do ano) de 6,8% e de 6,3%, respectivamente, valores bastante superiores ao aceite para o Continente, em que se prevê um acréscimo de 1,5 pontos percentuais acima da inflação de forma a contemplar as promoções nas carreiras e outras actualizações previstas nos acordos colectivos de trabalho.

Assim, alteraram-se as previsões da EDA aplicando à remuneração por efectivo, aceite pela ERSE para 2006, um acréscimo anual de 1,5 pontos percentuais acima das taxas de inflação, 2,6%²⁶ em 2007 e previsão de 2,7% para 2008. Ao novo montante de massa salarial aplicaram-se as percentagens de encargos sobre remunerações subjacentes nos valores ocorridos em 2006 de cerca de 27% e o limite aceite para efeitos fiscais com pensões de reforma de 15%. Relativamente aos custos com pessoal da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, aceitou-se a previsão da empresa deduzido do valor

²⁶ Taxa de inflação em Junho de 2007.

das indemnizações por despedimento, pelo facto de esse ser inferior ao calculado pela metodologia atrás descrita.

À semelhança do decidido pela ERSE, desde 2003, não se consideraram para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos os custos com indemnizações por despedimento.

O Quadro 4-62 sintetiza a metodologia utilizada no cálculo dos custos com pessoal aceites para tarifas 2008.

Quadro 4-62 - Custos com pessoal aceites para tarifas 2008

Unidade: 10³ EUR

	Pressupostos	2008 Metodologia ERSE	2008 EDA	Valor não Aceite
	(1)	(2)	(3)	(3) - (2)
% do fundo de pensões nas remunerações	15,0%	(a)	15,0%	
% dos encargos + outros nas remunerações	26,7%	(b)	24,1%	
Taxa de inflação 2007	2,6%			
Taxa de inflação 2008	2,7%			
Acréscimo das remunerações acima da inflação	1,5	(c)		
AGS	1,5	(c)		
DEE	1,5	(c)		
CEE	1,5	(c)		
efectivos (valor final de 2007)	660		660	
AGS	278		278	
DEE	299		299	
CEE	83		83	
remunerações por efectivo	24,8	26,4	28,5	
AGS	25,2	27,4	28,7	
DEE	22,9	24,9	28,2	
CEE	29,2	31,7	28,6	
remunerações		17 423	18 791	
AGS		7 614	7 985	
DEE		7 439	8 435	
CEE		2 371	2 371	
custos c/ pensões		2 717	4 554	
AGS		1 142	2 120	
DEE		1 116	1 975	
CEE		459	459	
encargos + outros		4 598	4 521	
AGS		2 037	1 961	
DEE		1 990	1 988	
CEE		572	572	
indemnizações por despedimento		0	1 750	
AGS		0	738	
DEE		0	789	
CEE		0	222	
custo total		24 738	29 615	4 877
AGS		10 792	12 805	2 012
DEE		10 545	13 187	2 643
CEE		3 401	3 623	222
custos imputados ao investimento (d)		1 102	1 232	130
AGS		87	103	16
DEE		620	734	114
CEE		395	395	0
custos com pessoal de exploração (d)		23 636	28 383	4 747
AGS		10 705	12 702	1 996
DEE		9 925	12 453	2 529
CEE		3 006	3 228	222

Notas:

(a) Valor aceite para efeitos fiscais.

(b) % aceite em 2006.

(c) Valor anual.

(d) Manteve-se a % de custos totais imputados ao investimento propostos pela EDA, assim como a estrutura por rubrica e actividade.

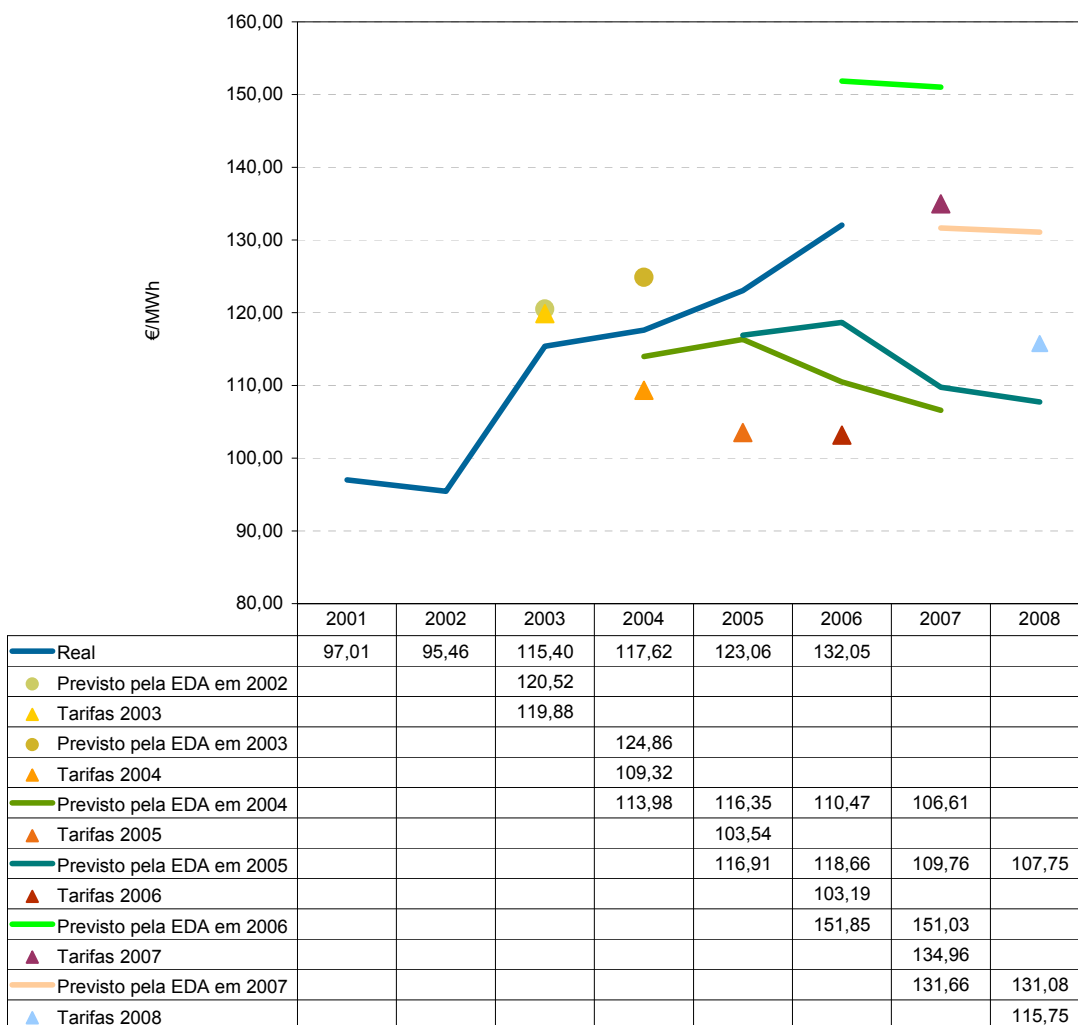
CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

O Quadro 4-63 sintetiza o impacte das decisões da ERSE tomadas ao nível dos custos de exploração.

Quadro 4-63 - Custos de exploração aceites pela ERSE

Unidade: 10 ³ EUR			
	Valores EDA	Impacte das decisões da ERSE	Valores aceites pela ERSE
Combustíveis, lubrificantes e amónia	58 266	-5 294	52 972
Materiais Diversos	3 259	-68	3 191
Fornecimentos e Serviços Externos	10 787	-1 610	9 177
Pessoal	28 383	-4 747	23 636
exclui indemnizações p/ despedimento	26 633	-2 997	23 636
indemnizações por despedimento	1 750	-1 750	0
Outros custos Operacionais	1 139	-186	953
Total (3) = (1) + (2)	101 835	-11 905	89 929

A Figura 4-36 apresenta a evolução dos custos de exploração por unidade fornecida no período 2001 a 2008, permitindo comparar os valores ocorridos nos anos 2001 a 2006 com os valores propostos pela EDA e com os valores aceites pela ERSE para cálculo das tarifas. A subida ocorrida em 2003 deve-se ao facto do Governo da RAA ter deixado de subsidiar o combustível utilizado pela EDA para a produção de energia eléctrica.

Figura 4-36 - Custos de exploração da EDA por unidade fornecida

4.7.2 QUESTÕES ESPECÍFICAS DE CADA UMA DAS ACTIVIDADES REGULADAS DA EDA

4.7.2.1 ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

O Quadro 4-64 sintetiza a informação enviada pela EDA para a actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.

Da análise do quadro verifica-se um acréscimo dos proveitos permitidos, relativamente às tarifas de 2007 em 4,6%, que advém do efeito conjugado da diminuição dos custos de energia aceite, em 6,9%, do aumento da remuneração do activo em 7,7% e pelo impacto do ajustamento de 2006 (18 561 milhares de euros).

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2008

Proveitos permitidos para cada actividade

Quadro 4-64 - Proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema de 2005 a 2008

Unidade: 10 ³ EUR														
EDA - Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Tarifas 2005	2005 Real ^[1]	2005 /T2005	Tarifas 2006	T2006 / T2005	2006 Real ^[1]	2006/2005	2006 /T2006	Tarifas 2007	T2007 / T2006	2008 em 2007	Tarifas 2008	T2008 / 2008 EDA	T2008 / T2007
	(1)	(2)	[(2) - (1)] / (1)	(3)	[(3) - (1)] / (1)	(4)	[(4) - (2)] / (2)	[(4) - (3)] / (3)	(5)	[(5) - (3)] / (3)	(6)	(7)	[(7) - (6)] / (6)	[(7) - (5)] / (5)
CUSTOS														
Energia Eléctrica	10 136	8 958	-11,6%	10 374	2,4%	10 246	14,4%	-1,2%	16 821	62,1%	16 887	16 887	0,0%	0,4%
Combustíveis	30 755	42 395	37,8%	38 692	25,8%	54 712	29,1%	41,4%	56 118	45,0%	55 750	50 455	-9,5%	-10,1%
Lubrificantes	772	797	3,3%	1 088	41,0%	1 024	28,4%	-5,9%	945	-13,1%	1 258	1 258	0,0%	33,0%
Amónia	0	0		1 250		10			1 181	-5,5%	1 258	1 258	0,0%	6,5%
CUSTOS DE ENERGIA (A)	41 663	52 150	25,2%	51 405	23,4%	65 993	26,5%	28,4%	75 065	46,0%	75 153	69 858	-7,0%	-6,9%
Materiais Diversos	3 012	1 269	-57,9%	1 800	-40,2%	1 770	39,5%	-1,7%	1 732	-3,8%	1 782	1 764	-1,0%	1,9%
FSE	1 942	2 266	16,7%	1 967	1,3%	2 313	2,1%	17,6%	2 329	18,4%	3 351	2 389	-28,7%	2,6%
Pessoal	10 492	11 024	5,1%	10 157	-3,2%	10 533	-4,5%	3,7%	11 285	11,1%	12 702	10 705	-15,7%	-5,1%
Outros Custos (inclui custos com licenças de CO ₂)	199	96	-51,9%	14	-93,0%	375	291,0%	2578,0%	3 394	24123,7%	540	517	-4,3%	-84,8%
Total (B)	15 645	14 655	-6,3%	13 939	-10,9%	14 991	2,3%	7,5%	18 740	34,4%	18 375	15 375	-16,3%	-18,0%
PROVEITOS														
Prestações Serviços	1 456	771	-47,0%	1 181	-18,8%	0	-100,0%	-100,0%	1 163	-1,5%	0	0		-100,0%
Outros (inclui proveitos com licenças de CO ₂ atribuída a título gratuito)	361	573	58,6%	619	71,5%	106	-81,6%	-82,9%	3 665	491,8%	394	395	0,0%	-89,2%
Total (C)	1 817	1 344	-26,0%	1 801	-0,9%	106	-92,1%	-94,1%	4 829	168,2%	394	395	0,0%	-91,8%
CUSTOS CONTROLÁVEIS DE EXPLORAÇÃO (D) = (B) - (C)	13 828	13 312	-3,7%	12 138	-12,2%	14 885	11,8%	22,6%	13 911	14,6%	17 980	14 981	-16,7%	7,7%
Provisões líquidas das utilizações do exercício	0	-12		-3		-58	372,8%		0		0	0		
Amortizações do exercício deduzidas das amortizações do imobilizado participativo	8 912	8 687	-2,5%	10 348	16,1%	8 296	-4,5%	-19,8%	11 009	6,4%	9 798	9 798	0,0%	-11,0%
CUSTOS NÃO CONTROLÁVEIS (E)	8 912	8 675	-2,7%	10 345	16,1%	8 238	-5,0%	-20,4%	11 009	6,4%	9 798	9 798	0,0%	-11,0%
TOTAL DE CUSTOS (F) = (A) + (D) + (E)	64 403	74 136	15,1%	73 888	14,7%	89 116	20,2%	20,6%	99 986	35,3%	102 931	94 637	-8,1%	-5,3%
AJUSTAMENTO t-2 (G)	-4 227	-4 227		1 033		1 033			-8 522		-26 233	-18 561		
REMUNERAÇÃO DO ACTIVO														
Valor (H)	10 353	10 186	-1,6%	10 437	0,8%	9 816	-3,6%	-6,0%	10 540	1,0%	11 354	11 354	0,0%	7,7%
Taxa de remuneração ^[2]	8,0%	8,0%		7,0%		7,0%			7,0%		7,0%	7,0%		
VENDAS DE ENERGIA ELÉCTRICA / PROVEITOS PERMITIDOS (I) ^[2]	78 983	88 549	12,1%	83 292	5,5%	97 899	10,6%	17,5%	119 048	42,9%	140 519	124 552	-11,4%	4,6%
Facturação ao cliente final ^[3]	50 918	52 711		66 284		55 806			63 911		67 401	68 960		
Compensação tarifária	28 065	27 195		0		22 989			0		43 704	55 592		
Desvio a recuperar em t+2	0	7 947		17 009		16 940			55 138		29 413	0		
Aditividade Tarifária	0	697		0		2 164			0		0	0		
Activos a remunerar (valor médio)	129 412	127 325	-1,6%	149 105	15,2%	140 222	10,1%	-6,0%	150 571	1,0%	162 205	162 204	0,0%	7,7%
Imobilizado incorpóreo líquido de amortizações (+)	128	35		0		13			0		31	0		
Imobilizado corpóreo líquido de amortizações (+)	158 606	155 818		175 964		170 079			175 909		191 115	191 115		
Imobilizado Participativo Líquido (-)	29 323	28 529		26 860		29 870			25 338		28 942	28 912		

Notas:

^[1] Custos reais aceites pela ERSE.

^[2] Nas colunas "Tarifas XXX" a taxa de remuneração é um dado, nas restantes colunas é uma taxa de remuneração implícita, em que a remuneração do activo resulta da seguinte fórmula: vendas de energia eléctrica - total de custos + ajustamento t-2.

^[3] Inclui o valor transferido da REN por conta dos clientes da RAA, devido ao mecanismo de limitação dos acréscimos à BT.

CUSTOS DE ENERGIA

No Quadro 4-65 apresentam-se os custos unitários variáveis da energia eléctrica emitida pelas centrais térmicas da EDA. Observa-se que o custo unitário variável da energia eléctrica emitida pelas centrais da EDA considerado nas tarifas para 2008 diminua em cerca de 15% face ao previsto nas tarifas de 2007.

Quadro 4-65- Custos unitários variáveis da energia eléctrica emitida pelas centrais térmicas da EDA

Unidade (*)	2006 real	2006 real considerado para efeitos de ajustamento	Tarifas de 2007	2007 em 2007 (EDA)	Evolução anual %	2008 em 2007 (EDA)	Tarifas de 2008	Evolução anual %	Evolução anual %	
	(1)		(2)	(3)	[(3)-(1)]/(1)	(4)	(5)	[(5)-(2)]/(2)	[(5)-(3)]/(3)	
Custo unitário variável das centrais térmicas da EDA	[€/MWh]	89.3	74.5	95.1	83.3	-7%	88.7	80.4	-15%	-3%

Nota: (*) A energia emitida pelas centrais térmicas é estimada com base na repartição dos consumos próprios totais pelas centrais.

A sigla SPA diz respeito ao sistema eléctrica público da RAA.

Fonte: EDA; ERSE

Ao contrário do custo unitário variável das centrais térmicas da EDA, prevê-se que o custo unitário da energia eléctrica adquirida aos produtores do sistema eléctrico independente (SIA) cresça em 2008 face ao verificado em 2006 e ao estimado para 2007, como se pode observar no Quadro 4-66. Estes são custos totais, incorporando, para além dos custos variáveis, os custos referentes à amortização e à remuneração do investimento.

Quadro 4-66- Custo unitário da energia eléctrica adquirida aos produtores do sistema independente

Unidade (*)	2006 real	Tarifas de 2007	2007 em 2007 (EDA)	Evolução anual %	2008 em 2007 (EDA)	Tarifas de 2008	Evolução anual %	Evolução anual %	
	(1)	(2)	(3)	[(3)-(1)]/(1)	(4)	(5)	[(5)-(2)]/(2)	[(5)-(3)]/(3)	
Custo unitário SIA	[€/MWh]	78,5	80,5	81,6	3%	83,7	83,7	4%	3%

Nota: (*) A energia emitida pelas centrais térmicas é estimada com base na repartição dos consumos próprios totais pelas centrais.

A sigla SIA corresponde ao sistema não vinculado da RAA.

Fonte: EDA; ERSE

Grande parte da energia eléctrica adquirida ao SIA tem origem em fontes de energia renováveis, sendo a sua evolução independente dos preços dos combustíveis ao contrário dos custos com a energia eléctrica adquirida às centrais térmicas da EDA.

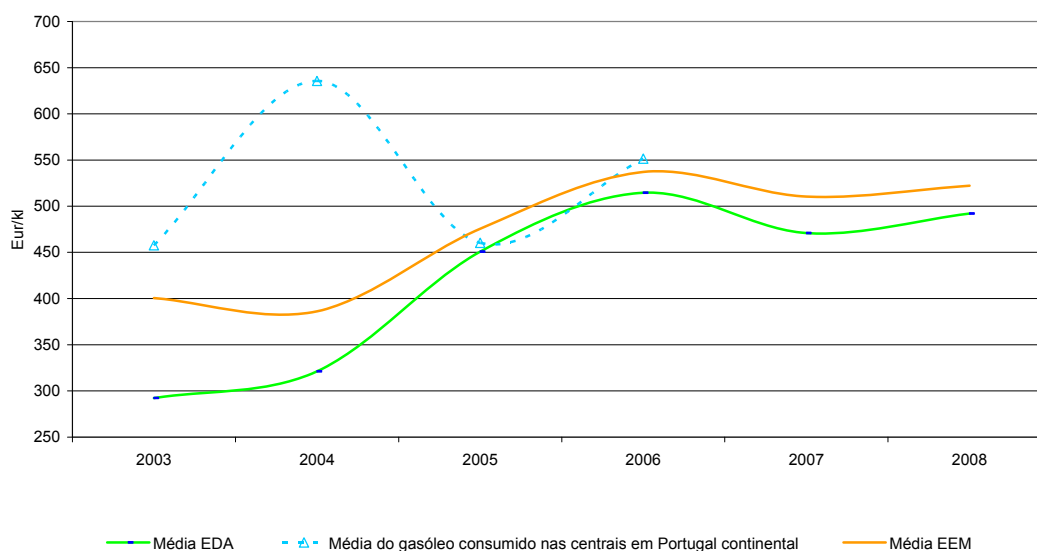
Num cenário de custos com combustíveis elevados, a energia eléctrica adquirida ao SIA torna-se competitiva.

Assim, e apesar de dizerem respeito a custos totais, os custos unitário da energia eléctrica adquirida aos produtores do sistema independente têm sido próximos ou mesmo inferiores aos custos variáveis unitários das centrais térmicas da EDA. Registe-se que para 2008 se prevê que os custos variáveis unitários das centrais térmicas da EDA sejam apenas 4% inferiores aos custos totais unitários da energia eléctrica adquirida ao SIA, e que em 2006 estes últimos custos foram inferiores aos custos variáveis unitários das centrais térmicas da EDA em mais de 13%.

CUSTOS DOS COMBUSTÍVEIS

O custo do gasóleo consumido na produção de energia eléctrica pelas centrais da EDA tem sido tradicionalmente mais baixo do que o consumido por empresas que desenvolvem a sua actividade em situações semelhante, nomeadamente pela EEM, empresa produtora de energia eléctrica do arquipélago da Madeira. Este facto decorre do gasóleo adquirido para produção de energia eléctrica nestas ilhas ser isento de pagamento de ISP. Após a quase totalidade do gasóleo ter sido isentado do pagamento de ISP em 2007, a diferença entre o custo unitário do gasóleo consumido pela EDA e pela EEM tem vindo a diminuir substancialmente, como evidencia a Figura 4-37.

Figura 4-37- Custo unitário do gasóleo consumido para produção de energia eléctrica ocorrido e previsto pela EDA e pela EEM



Fonte: EDA, EEM

O Quadro 4-67 apresenta os custos unitários do gasóleo para produção de energia eléctrica na RAA e em Portugal continental.

Quadro 4-67 - Custo unitário do gasóleo

Unidade: €/kl

	2006 real (1)	Tarifas de 2007 (2)	2007 em 2007 Empresas (3)	2007 em 2007 ERSE (3)	Evolução anual [(3)-(1)]/(1) %	2008 Empresas	Tarifas de 2008 (4)	Evolução anual [(4)-(2)]/(2) %	Evolução anual [(4)-(3)]/(3) %
EDA	515	558	471	471	-8%	492	492	-12%	5%
Portugal continental	552	-	-	-	-	-	-	-	-

Fonte: EDA, ERSE, REN

Observa-se que em 2006 o custo unitário do gasóleo consumido pelas centrais da EDA foi inferior ao custo do gasóleo consumido nas centrais do continente, mesmo considerando os valores apresentados pela EDA. A partir de 2007, verifica-se um desagravamento do custo unitário do gasóleo.

O Quadro 4-68 apresenta os custos unitários do fuelóleo verificado e previsto entre 2006 e 2008 na RAA e em Portugal continental.

Quadro 4-68 - Custo unitário do fuelóleo

Unidade: €/t

	2006 real (1)	Tarifas de 2007 (2)	2007 em 2007 Empresas (3)	2007 em 2007 ERSE (3)	Evolução anual [(3)-(1)]/(1) %	2008 Empresas	Tarifas de 2008 (4)	Evolução anual [(4)-(2)]/(2) %	Evolução anual [(4)-(3)]/(3) %
EDA - Região Autónoma	373,3	383,6	341,7	353,2	-5%	340,6	322,3	-16%	-8,7%
EDA - S. Miguel	351,8	357,7	316,2	328,2	-7%	365,2	295,8	-17%	-9,9%
Portugal continental (Setúbal)	270,9	282,4	247,5	247,5	-9%	223,3	223,3	-21%	-9,8%

Fonte: EDA, ERSE, REN

Como no caso do gasóleo, o custo unitário do fuelóleo previsto para 2008 é inferior ao valor verificado em 2006, assim como é inferior ao valor implícito nas tarifas de 2007. Este último valor é definido com base na mesma metodologia de cálculo do que o valor implícito nas tarifas de 2008.

A previsão de diminuição do custo unitário do fuelóleo a partir de 2007 verifica-se igualmente em Portugal continental. Contudo, para 2008 o valor previsto para o continente é inferior ao valor estimado para 2007, ao contrário do que é estimado para o fuelóleo consumido pelas centrais da EDA.

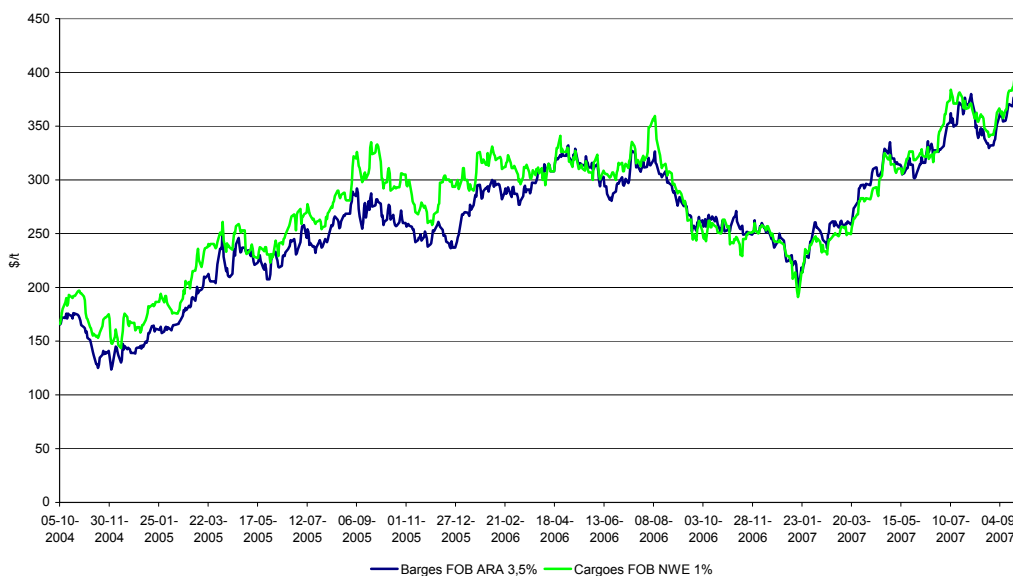
O custo unitário do fuelóleo consumido é mais elevado nas centrais da EDA do que na central de Setúbal. Esta circunstância dever-se-á, em parte, a razões de ordens estruturais que se reflectem em deseconomias de escala na aquisição do fuelóleo, bem como em restrições no armazenamento que obrigam a misturar o fuelóleo com algum gasóleo, aumentando assim o custo de produção de energia eléctrica com recurso ao fuelóleo. Estas razões, conjuntamente com o peso dos custos de transporte inter-ilhas nos Açores, poderão, parcialmente, explicar o diferencial no custo com fuelóleo existente entre

o arquipélago dos Açores e o da Madeira. O incremento nos custos do fuelóleo resultante destes factores é de um modo geral aceite pela ERSE.

Contudo, os fornecimentos do fuelóleo consumido pela EDA são efectuados ao abrigo de um acordo RAA-BENCOM-EDA, sendo o preço do fuelóleo definido administrativamente pelo Governo da RAA, ao qual é aplicado um desconto de grossista. Deste modo, o preço de mercado do fuelóleo adquirido pela BENCOM nos mercados internacionais e consumido nas centrais da EDA não é reflectido nos seus custos.

A metodologia aplicada pela ERSE tenta ultrapassar esta situação ao relacionar parte dos custos unitários do fuelóleo consumido pela EDA aos preços aplicados no continente. O preço do fuelóleo adquirido nos mercados internacionais para consumo da EDA acima de 1% de enxofre rege-se pelos preços do fuelóleo Barges com 3,5% de enxofre. O fuelóleo consumido no continente é um fuelóleo Cargoes com 1% de enxofre. A Figura 4-1 mostra que em regra nos mercados primários europeus o preço FOB do fuelóleo Cargoes 1% de enxofre é mais elevado do que o preço FOB do fuelóleo Barges de enxofre 3,5%, compensando assim parte dos acréscimos de custos decorrentes do seu transporte.

Figura 4-1 – Preços FOB do fuelóleo Cargoes NWE 1% (consumido em Setúbal) e Barges ARA 3,5% (consumido nos Açores)



Assim, a ERSE reitera que os custos de aquisição do fuelóleo são parcialmente controláveis pela EDA, pelo facto do seu valor depender das opções estratégicas tomadas por esta empresa.

Neste sentido, mantêm-se por cumprir alguns dos principais objectivos subjacentes às regras, definidas no Regulamento Tarifário, de determinação do custo com aquisição do fuelóleo na Região Autónoma dos Açores aceite para efeitos de regulação. De entre este conjunto de objectivos, destaca-se o incentivo à

diminuição do custo com aquisição de fuelóleo, nomeadamente, através da aquisição do fuelóleo nos mercados primários.

O mecanismo aplicado à EDA estipula que as previsões com os custos com a aquisição do fuelóleo²⁷ aceites para efeitos de regulação correspondem ao mínimo dos seguintes valores:

- Previsões das empresas para o ano de aplicação das tarifas; e
- A proporção, crescente, entre as previsões para o ano de aplicação das tarifas, para Portugal continental, e das estimativas das empresas da evolução dos custos com o fuelóleo, para o ano em curso, ano em que as tarifas são definidas.

Sublinhe-se, mais uma vez, que a ERSE aceita os custos decorrentes do transporte inter-ilhas e das condicionantes do armazenamento do fuelóleo na RAA.

O Quadro 4-69 evidencia os valores considerados pela ERSE para o custo com unitário do fuelóleo consumido na Região Autónoma dos Açores previsto para as tarifas de 2008. Este quadro apresenta os custos unitários do fuelóleo com viscosidade 180 e do fuelóleo com viscosidade 100 definidos para 2008 para a ilha de São Miguel, isto é, sem o transporte inter-ilhas, mostrando, igualmente, as diferentes componentes que permitem calcular estes custos: as previsões do custo com o fuelóleo em Portugal continental, as estimativas e previsões da EDA para o custo com os diferentes fuelóleos, bem como os custos com a descarga e o armazenamento.

Estes custos dizem respeito a São Miguel, sendo integralmente aceites as diferenças de custos entre ilhas que decorrem do transporte, bem como de outras actividades logísticas.

²⁷ Apenas se considera esta parcela dos custos de aquisição. Não se entra em linha de conta com os restantes custos, nomeadamente, custos com a descarga e custos com o armazenamento.

Quadro 4-69 - Determinação do custo unitário aceite com fuelóleo para consumo da EDA

	2007 i=2	2008 i=3
Fuelóleo 180 São Miguel _ previsões EDA (1)	316,2	340,6
Gasóleo São Miguel _ previsões EDA (2)	448,0	471,0
Preço Europa fuelóleo 380 São Miguel implícito nas previsões EDA (3) = [(1)-0,1*(2)/0,845]/0,9	292,4	316,5
São Miguel custo do fuelóleo 100 implícito nas previsões EDA (4) = 0,828*(3)+0,172*(2)/0,845	333,3	357,9
Custo com descarga _ estimativa ERSE (5)	19,0	19,0
Fuelóleo 380 São Miguel CIF 2007 implícito nas previsões EDA (6) = (3)-(5)	273,4	-
Fuelóleo 380 São Miguel CIF 2008 implícito nas previsões EDA (7) = (3)-(5)	-	297,5
Previsões REN fuelóleo 380 Setúbal (sem descarga e transporte) (8)	244	222
Fuelóleo São Miguel CIF _ Tarifas 2008 (9) = 3/6*(8)+3/6*(6)	-	247,7
Preço Europa fuelóleo São Miguel _ Tarifas 2008 (10) = (9)+(5)	-	266,7
Fuelóleo 180 São Miguel _ Tarifas 2008 (11) = 0,9*(10)+0,1*(2)/0,845	-	295,8
Fuelóleo 100 São Miguel _ Tarifas 2008 (12) = 0,828*(10)+0,172*(2)/0,845	-	316,7
Diferença entre Tarifas 2008 e previsões EDA fuelóleo 180 (aplicado às previsões da EDA para São Miguel para 2008) (13) = (11)-(1)	-	-44,8
Diferença entre Tarifas 2008 e previsões EDA fuelóleo 100 (aplicado às previsões da EDA para todas as restantes ilhas para 2008) (14) = (12)-(4)	-	-41,2

Nota: considerou-se 1kl=0,845 tonelada.

O Quadro 4-70 apresenta o valor dos custos com combustíveis previstos pela EDA para 2008, assim como os valores previstos pela ERSE para as tarifas de 2008 decorrentes dos valores considerados para os custos unitários do fuelóleo e do gasóleo.

Quadro 4-70 - Custo com fuelóleo previsto pela EDA para 2008 e aceite para tarifas

Unidade: 10³ euros

2008 Previsões EDA (1)	2008 Tarifas de 2008 (2)	(2)-(1)
45 095	39 801	5 294

Fonte: EDA, ERSE

CUSTO DA ENERGIA ELÉCTRICA ADQUIRIDA

Apresenta-se no Quadro 4-71 o custo da produção de energia eléctrica adquirida desagregado por tipo de tecnologia, ocorrido em 2006 e compara-se com os valores estimados pela EDA para 2007 e previstos para 2008.

Para 2008 aceitaram-se os custos enviados pela empresa para esta rubrica. O aumento previsto pela empresa para 2008 na ordem dos 4,6%, deve-se essencialmente ao aumento previsto de 2,6% ao nível dos custos unitários, conjugado com o aumento das quantidades adquiridas de energia eólica em cerca de 30%.

Quadro 4-71 - Custos da produção de energia eléctrica adquirida

	2006			2007			2008		
	Energia	Custo unitário	Custos Total	Energia	Custo unitário	Custos Total	Energia	Custo unitário	Custos Total
	(kWh)	(€/MWh)	(EUR)	(kWh)	(€/MWh)	(EUR)	(kWh)	(€/MWh)	(EUR)
Hídrica	29 723	78,50	2 333 323	23 750	81,40	1 933 250	23 750	83,50	1 983 125
Geotermia	83 842	78,50	6 582 000	160 746	81,40	13 084 724	160 746	83,50	13 422 291
Eólica	16 397	78,49	1 287 000	13 200	81,40	1 074 480	17 200	83,50	1 436 200
Térmica	199	70,35	14 000	0		45 000	0		45 000
Biogás	384	78,13	30 000	0			0		
Total Energia Adquirida	130 545	78,49	10 246 323	197 696	81,63	16 137 454	201 696	83,72	16 886 616
Variação anual	11,8%	2,3%	14,4%	51,4%	4,0%	57,5%	2,0%	2,6%	4,6%

Fonte: EDA

CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

Como anteriormente mencionado não foram aceites pela ERSE a totalidade dos custos enviados pela empresa, nomeadamente por não terem sido aceites o preço do fuel e os custos com pessoal. Os custos controláveis aceites para 2008 relativos a materiais diversos, fornecimentos e serviços externos, impostos e outros custos operacionais são calculados com base nos custos reais de 2006 aceites para

efeitos de regulação, actualizados com as taxas de inflação de 2007 e 2008 e impondo um nível de eficiência de 1% ao ano, para todas as rubricas de custos da empresa.

O impacte destas alterações originou uma redução de proveitos nesta actividade de 8,3 milhões de euros relativamente aos valores propostos pela empresa.

A Figura 4-38 apresenta a evolução dos custos de exploração por unidade fornecida no período 2001 a 2008, permitindo comparar os valores ocorridos nos anos 2001 a 2006 com os valores propostos pela EDA e com os valores aceites pela ERSE para cálculo das tarifas. A subida ocorrida em 2003, como anteriormente mencionada, deve-se ao facto do Governo da RAA ter deixado de subsidiar o combustível utilizado pela EDA para a produção de energia eléctrica. Em 2006 o custo unitário sobe consideravelmente (18,5%), situando-se nos 113,7 €/MWh, explicado essencialmente pelos acréscimos verificados ao nível dos combustíveis e lubrificantes (28,0%) e dos fornecimentos e serviços externos (16,6%). O custo unitário aceite pela ERSE para 2008 representa um decréscimo de 17,1%, relativamente ao aceite para tarifas 2007, e uma redução de 10,4%, relativamente ao valor estimado pela EDA para 2007.

Figura 4-38 - Custos de exploração por unidade produzida na AGS**PROVEITOS PERMITIDOS NA ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E GESTÃO DO SISTEMA NA RAA**

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição da RAA na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema é dado pela expressão constante no n.º 1 do Artigo 87º do Regulamento Tarifário, cujos valores se apresentam no Quadro 4-72.

Quadro 4-72 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da EDA

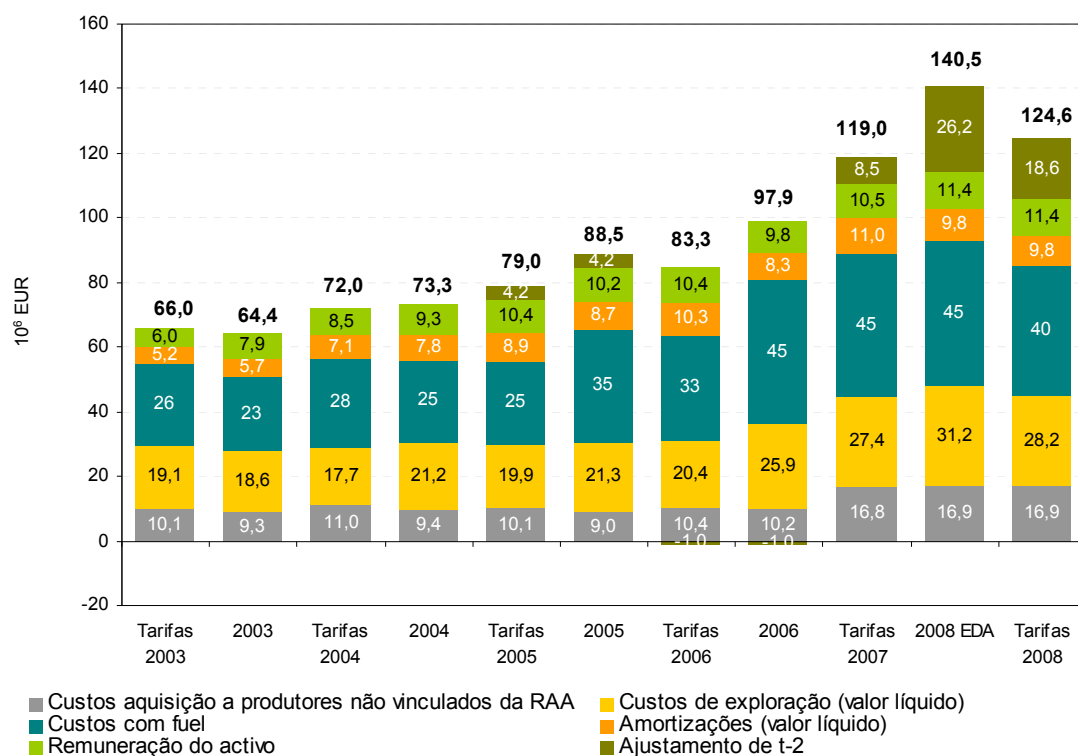
		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2007	Tarifas 2008	Variação (%)
		(1)	(2)	[(2) - (1)]/(1)
$\tilde{C}_{SIA,t}^{AGS}$	Custos permitidos com a aquisição de energia eléctrica aos produtores não vinculados da RAA	16 821	16 887	0,4%
$\tilde{A}m_t^{AGS}$	Amortizações do activo fixo, líquidas das amortizações dos activos participados	11 009	9 798	-11,0%
$\tilde{A}ct_t^{AGS}$	Valor médio do activo fixo líquido de amortizações e participações	150 571	162 204	7,7%
r_t^{AGS}	Taxa de remuneração permitida para o valor do activo fixo (%)	7,0	7,0	0,0%
\tilde{C}_t^{AGS}	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	32 273	28 546	-11,5%
\tilde{F}_t^{AGS}	Custos com o fuel aceites pela ERSE	44 712	39 801	-11,0%
\tilde{S}_t^{AGS}	Outros proveitos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	4 829	395	-91,8%
ΔR_{t-2}^{AGS}	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativos ao ano $t-2$	-8 522	-18 561	117,8%
\tilde{R}_t^{AGS}	Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	119 048	124 552	4,6%
	Emissão para a rede (MWh)	808 978	844 613	4,4%
	Proveitos permitidos por unidade emitida para a rede (exclui o ajustamento de $t-2$) (€/MWh)	136,62	125,49	-8,1%

Da análise do quadro verifica-se um acréscimo dos proveitos permitidos na ordem dos 4,6%. Se se retirar os ajustamentos de $t-2$, a variação traduz-se no decréscimo de proveitos em 4,1%.

Tendo em conta que os custos desta actividade estão directamente ligados com a energia produzida, verifica-se um decréscimo nos proveitos permitidos²⁸ por unidade emitida para a rede, de 8,1%, relativamente ao valor aceite para as tarifas de 2007.

A Figura 4-39 permite observar a decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na EDA, podendo-se concluir que os custos anuais de exploração incluindo os custos com o fuel, em 2008, representam cerca de 55% dos proveitos permitidos totais. Importa salientar que o custo com a aquisição do fuel para produção de energia eléctrica representa cerca de 32% dos proveitos permitidos totais.

²⁸ Exclui os ajustamentos de 2005 e 2006.

Figura 4-39 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da EDA

4.7.2.2 ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

O Quadro 4-73 sintetiza a informação enviada pela EDA para a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.

Da análise do quadro, verifica-se que os custos controláveis aceites nas tarifas para 2008, representam cerca de 83% dos valores previstos pela EDA para 2008, apresentado um decréscimo de cerca de 3% relativamente aos valores aceites para as tarifas de 2007.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2008

Proveitos permitidos para cada actividade

Quadro 4-73 - Proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica de 2005 a 2008

Unidade: 10² EUR														
EDA - Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	Tarifas 2005	2005 real	2005/ T2005	Tarifas 2006	T2006 / T2005	2006 real	2006/2005	2006/ T2006	Tarifas 2007	T2007 / T2006	2008 em 2007	Tarifas 2008	T2008 / 2008 EDA	T2008 / T2007
	(1)	(2)	[(2) - (1)] / (1)	(3)	[(3) - (1)] / (1)	(4)	[(4) - (2)] / (2)	[(4) - (3)] / (3)	(5)	[(5) - (3)] / (3)	(6)	(7)	[(7) - (6)] / (6)	[(7) - (5)] / (5)
CUSTOS														
Materiais Diversos	1 515	1 469	-3,1%	1 491	-1,6%	1 378	-6,2%	-7,6%	1 469	-1,5%	1 469	1 423	-3,2%	-3,1%
FSE	3 136	3 924	25,1%	3 176	1,3%	3 755	-4,3%	18,2%	4 032	27,0%	4 191	3 877	-7,5%	-3,8%
Pessoal	8 994	9 288	3,3%	8 995	0,0%	8 171	-12,0%	-9,2%	9 571	6,4%	12 453	9 925	-20,3%	3,7%
Outros Custos	400	318	-20,6%	135	-66,4%	392	23,3%	191,1%	606	350,2%	569	410	-28,0%	-32,4%
Total (A)	14 045	14 998	6,8%	13 796	-1,8%	13 695	-8,7%	-0,7%	15 678	13,6%	18 683	15 635	-16,3%	-0,3%
PROVEITOS														
Prestações Serviços	407	258	-36,5%	380	-6,7%	372	43,8%	-2,1%	374	-1,6%	391	391	0,1%	4,8%
Outros	101	192	90,2%	199	97,2%	558	190,4%	180,2%	197	-1,1%	586	586	0,1%	197,9%
Total (B)	508	450	-11,3%	579	13,9%	929	106,3%	60,6%	570	-1,4%	977	978	0,1%	71,4%
TOTAL CUSTOS CONTROLÁVEIS (C) = (A) - (B)	13 538	14 548	7,5%	13 218	-2,4%	12 766	-12,2%	-3,4%	15 108	14,3%	17 706	14 657	-17,2%	-3,0%
Provisões líquidas das utilizações do exercício	0	-36		-1		-14			0		0	0		
Amortizações do exercício deduzidas das amortizações do imobilizado participativo	7 254	6 399	-11,8%	7 513	3,6%	7 042	10,1%	-6,3%	7 783	3,6%	7 889	7 886	0,0%	1,3%
CUSTOS NÃO CONTROLÁVEIS (D)	7 254	6 363	-12,3%	7 511	3,6%	7 028	10,4%	-6,4%	7 783	3,6%	7 889	7 886	0,0%	1,3%
TOTAL DE CUSTOS (E) = (C) + (D)														
	20 791	20 911	0,6%	20 729	-0,3%	19 794	-5,3%	-4,5%	22 891	10,4%	25 595	22 544	-11,9%	-1,5%
AJUSTAMENTO t-2 (F)	-3 458	-3 458	0	-4 440	28,4%	-4 440		0,0%	152	-103,4%	-552	1 875		1137,2%
REMUNERAÇÃO DO ACTIVO														
Valor (G)	11 185	10 765	-3,7%	11 201	0,1%	10 621	-1,3%	-5,2%	12 119	8,2%	13 072	13 063	-0,1%	7,8%
Taxa de remuneração ^[2]	8,5%	8,5%		8,0%		8,0%			8,0%		8,0%	8,0%		
VENDAS DE ENERGIA ELÉCTRICA / PROVEITOS PERMITIDOS (H) ^[2]														
	35 434	35 134	-0,8%	36 371	2,6%	34 856	-0,8%	-4,2%	34 859	-4,2%	39 219	33 732	-14,0%	-3,2%
Facturação ao cliente final	17 435	17 371		19 010		19 338			20 263		21 234	21 422		
Compensação tarifária	17 998	17 905		0		17 229			0		15 638	12 310		
Desvio a recuperar em t+2	0	-141		17 361		-1 711			14 596		2 348	0		
Activos a remunerar (valor médio)														
	131 584	126 652	-3,7%	140 018	6,4%	132 769	104,8%	-5,2%	151 485	8,2%	163 404	163 285	-0,1%	7,8%
Imobilizado incorpóreo líquido de amortizações (+)	186	30		102		0			0		0	0		
Imobilizado corpóreo líquido de amortizações (+)	167 014	165 856		175 263		173 176			194 863		206 385	206 385		
Imobilizado Participativo Líquido (-)	35 616	39 234		35 347		40 407			43 378		42 981	43 100		

Notas:

^[1] Custos reais aceites pela ERSE.

^[2] Nas colunas "Tarifas XXX" a taxa de remuneração é um dado, nas restantes colunas é uma taxa de remuneração implícita, em que a remuneração do activo resulta da seguinte fórmula: vendas de energia eléctrica - total de custos + ajustamento t-2.

No Quadro 4-74 apresentam-se os indicadores da actividade da Distribuição de Energia Eléctrica.

Quadro 4-74 - Indicadores da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EDA

Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	Unidade	2002 Real (1)	2003 Real ⁽¹⁾ (2)	Evolução Anual (%) [(2)-(1)]/(1)	2004 Real ⁽¹⁾ (3)	Evolução anual (%) [(3)-(2)]/(2)	2005 Real ⁽¹⁾ (4)	Evolução anual (%) [(4)-(3)]/(3)	2006 Real ⁽¹⁾ (5)	Evolução anual (%) [(5)-(4)]/(4)	Tarifas 2007 (6)	Evolução anual (%) [(6)-(5)]/(5)	Tarifas 2008 (7)	Evolução anual (%) [(7)-(6)]/(6)
Custo unitário de distribuição	[€/MWh ⁽²⁾]	36,23	33,28	-8,2%	34,35	3,2%	31,39	-8,6%	27,31	-13,0%	31,11	13,9%	29,02	-6,7%
Investimento anual	[10 ³ EUR]	11 408	12 399	8,7%	19 740	59,2%	21 526	9,0%	20 629	-4,2%	20 488	-0,7%	23 654	15,5%
Imobilizado líquido de participações ao investimento	[10 ³ EUR]	109 185	114 582	4,9%	125 540	9,6%	127 765	1,8%	137 773	7,8%	159 455	15,7%	168 809	5,9%
Custos operacionais controláveis adoptados	[10 ³ EUR]	13 771	12 863	-6,6%	14 681	14,1%	14 548	-0,9%	12 766	-12,2%	15 108	18,3%	14 657	-3,0%

Nota:

⁽¹⁾ Custos reais aceites pela ERSE.

⁽²⁾ Energia eléctrica fornecida aos clientes finais.

CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

O processo de reestruturação da EDA, iniciado em 2001, determinou, entre outras medidas, a verticalização das estruturas operacionais, a reorganização dos serviços e as principais acções determinantes para o aumento da capacidade e fiabilidade de toda a rede de transporte e distribuição, assim como da vida útil dos equipamentos em exploração.

A verticalização da estrutura do transporte e distribuição, para além de determinar o enquadramento de cada uma das ilhas da região como unidades técnicas de distribuição (UD's) agrupadas em quatro áreas de distribuição, possibilitou a criação de estruturas transversais, vocacionadas para a prestação de serviços internos ao nível do planeamento operacional da manutenção preventiva das principais infra-estruturas, designadamente, ao nível das subestações, das linhas de transporte AT e de distribuição MT e dos postos de transformação, relegando a intervenção nas redes de baixa tensão e iluminação pública para o âmbito das actividades correntes de exploração cometidas a cada UD, sem recurso particular a prestadores de serviços.

Segundo a empresa, esta reestruturação justifica o acréscimo que se verifica ao nível dos custos de exploração, nomeadamente da rubrica de fornecimentos e serviços externos.

Como já referido para a actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, a ERSE para cálculo dos proveitos permitidos nas tarifas para 2007 decidiu:

- Aceitar a remuneração por efectivo de 2006 aceites para efeitos de regulação acrescida de 1,5 p.p acima da inflação, valor que corresponde ao crescimento normal da massa salarial.
- Não aceitar os custos com indemnizações por despedimento.
- Aceitar como acréscimo máximo de evolução dos custos controláveis, excepto para custos com o pessoal, os custos aceites para 2006 acrescidos da inflação prevista para 2007 e 2008, incorporando ainda um ganho de eficiência de 1%.

O impacto destas decisões nos proveitos nesta actividade foi de uma redução de cerca de 3,1 milhões de euros, relativamente ao valor proposto pela EDA.

Figura 4-40 - Custos unitário de exploração por unidade distribuída na EDA



Em 2006, o custo unitário apresenta um decréscimo de 9,7%, situando-se nos 21,6 €/MWh, explicado essencialmente pela redução verificada ao nível dos materiais diversos em 6,2%, dos fornecimentos e serviços externos em 4,2% e dos custos com pessoal em 5,2%. O custo unitário aceite pela ERSE para 2008 representa um decréscimo de 5,6%, relativamente ao aceite para tarifas 2007, e uma redução de 22,0%, relativamente ao valor estimado pela EDA para 2007.

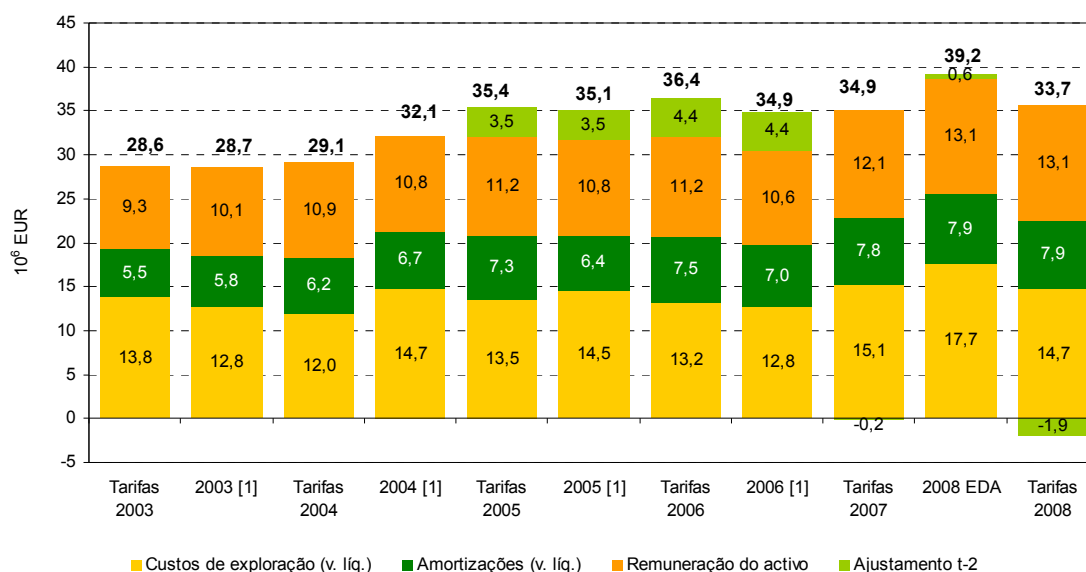
PROVEITOS PERMITIDOS NA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição da RAA na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é dado pela expressão constante no n.º 1 do Artigo 89º do Regulamento Tarifário. No Quadro 4-75 são apresentados os valores considerados para o cálculo.

Quadro 4-75 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EDA

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2007	Tarifas 2008	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)]/(1)
$\tilde{A}m_{j,t}^{AD}$	Amortizações do activo fixo líquidas das amortizações dos activos comparticipados	7 783	7 886	1,3%
$\tilde{A}ct_{j,t}^{AD}$	Valor médio do activo fixo líquido de amortizações e comparticipações	151 485	163 285	7,8%
r_t^{AD}	Taxa de remuneração permitida para o valor do activo fixo (%)	8,0	8,0	
$\tilde{C}_{j,t}^{AD}$	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	15 678	15 635	-0,3%
$\tilde{S}_{j,t}^{AD}$	Outros proveitos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	570	978	71,4%
$\Delta R_{j,t-2}^{AD}$	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE relativos ao ano t-2	152	1 875	1137,2%
\tilde{R}_t^{AD}	Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	34 859	33 732	-3,2%
Energia Distribuída (MWh)		735 756	776 931	5,6%
Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)		47,58	45,83	-3,7%
$\tilde{A}m_{MT,t}^{AD}$	Amortizações do activo fixo líquidas das amortizações dos activos comparticipados	3 831	3 280	-14,4%
$\tilde{A}ct_{MT,t}^{AD}$	Valor médio do activo fixo líquido de amortizações e comparticipações	93 037	82 478	-11,3%
r_t^{AD}	Taxa de remuneração permitida para o valor do activo fixo (%)	8,0	8,0	
$\tilde{C}_{MT,t}^{AD}$	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	8 797	6 583	-25,2%
$\tilde{S}_{MT,t}^{AD}$	Outros proveitos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	227	306	34,9%
$\Delta R_{MT,t-2}^{AD}$	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em AT/MT relativos ao ano t-2	113	974	763,7%
$\tilde{R}_{MT,t}^{AD}$	Proveitos Permitidos em AT/MT	19 732	15 180	-23,1%
$\tilde{A}m_{BT,t}^{AD}$	Amortizações do activo fixo líquidas das amortizações dos activos comparticipados	3 952	4 607	16,6%
$\tilde{A}ct_{BT,t}^{AD}$	Valor médio do activo fixo líquido de amortizações e comparticipações	58 448	80 807	38,3%
r_t^{AD}	Taxa de remuneração permitida para o valor do activo fixo (%)	8,0	8,0	
$\tilde{C}_{BT,t}^{AD}$	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	6 881	9 052	31,6%
$\tilde{S}_{BT,t}^{AD}$	Outros proveitos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	343	672	95,6%
$\Delta R_{BT,t-2}^{AD}$	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	39	900	2225,2%
$\tilde{R}_{BT,t}^{AD}$	Proveitos Permitidos em BT	15 127	18 551	22,6%
\tilde{R}_t^{AD}	Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	34 859	33 732	-3,2%

A Figura 4-41 demonstra que cerca de 57% dos proveitos permitidos advêm das amortizações e remuneração dos activos desta actividade. Relativamente aos proveitos permitidos pela ERSE, para as tarifas de 2007, verifica-se um decréscimo na ordem dos 3,2%. Excluindo os ajustamentos, verifica-se um acréscimo de proveitos permitidos na ordem dos 1,7%.

Figura 4-41 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EDA

Nota: Os valores de 2003 a 2006 dizem respeito aos custos reais aceites pela ERSE.

4.7.2.3 ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

O Quadro 4-76 sintetiza a informação enviada pela EDA para a actividade de Comercialização de Energia Eléctrica.

Da análise do quadro verifica-se um decréscimo de cerca de 27,1% dos proveitos permitidos nesta actividade relativamente aos aceites nas tarifas para 2007. Este decréscimo tem um impacto significativo do ajustamento referente a 2006, sem o qual seria reduzido para 15,2% relativamente ao aceite para as tarifas de 2007. Relativamente aos custos apresentados pela EDA para 2008, não foram aceites pela totalidade os custos com materiais diversos, fornecimentos e serviços externos e outros custos operacionais, tendo sido utilizada a metodologia já referida anteriormente. Os custos com pessoal foram aceites, com excepção das indemnizações por despedimento, por serem inferiores aos obtidos através do processo de cálculo utilizado para as restantes actividades

Os custos controláveis aceites nesta actividade representam cerca de 90,6% dos valores previstos pela EDA para 2008.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2008

Proveitos permitidos para cada actividade

Quadro 4-76 - Proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica de 2005 a 2008

Unidade: 10 ³ EUR														
EDA - Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	Tarifas 2005	2005 Real ^[1]	2005 / T2005	Tarifas 2006	T2006 / T2005	2006 Real ^[1]	2006/2005	2006 / T2006	Tarifas 2007	T2007 / T2006	2007 em 2007	Tarifas 2008	T2008 / 2008 EDA	T2008 / T2007
	(1)	(2)	[(2) - (1)] / (1)	(3)	[(3) - (1)] / (1)	(4)	[(4) - (2)] / (2)	[(4) - (3)] / (3)	(5)	[(5) - (3)] / (3)	(6)	(7)	[(7) - (6)] / (6)	[(7) - (5)] / (5)
CUSTOS														
Materiais Diversos	47	4	-92,0%	3	-93,5%	4	2,1%	25,4%	2	-17,7%	7	4	-47,8%	57,5%
FSE	2 732	2 928	7,2%	2 767	1,3%	2 819	-3,7%	1,9%	3 010	8,8%	3 246	2 911	-10,3%	-3,3%
Pessoal	3 561	3 588	0,8%	3 265	-8,3%	2 731	-23,9%	-16,4%	3 440	5,4%	3 228	3 006	-6,9%	-12,6%
Outros Custos	124	50	-59,5%	4	-96,6%	31	-38,0%	646,8%	150	3480,6%	30	26	-12,9%	-82,4%
Total (A)	6 464	6 570	1,6%	6 039	-6,6%	5 585	-15,0%	-7,5%	6 602	9,3%	6 512	5 947	-8,7%	-9,9%
PROVEITOS														
Prestações Serviços	156	65	-58,1%	95	-39,2%	376	475,3%	295,9%	86	-9,4%	396	397	0,1%	360,2%
Outros	39	49	25,3%	50	28,6%	71	45,9%	42,2%	45	-8,9%	74	74	0,1%	62,9%
Total (B)	195	114	-41,5%	145	-25,7%	447	292,3%	208,6%	132	-9,2%	470	471	0,1%	257,6%
TOTAL CUSTOS CONTROLÁVEIS (C) = (A) - (B)	6 269	6 456	3,0%	5 894	-6,0%	5 138	-20,4%	-12,8%	6 470	9,8%	6 042	5 477	-9,4%	-15,4%
Provisões líquidas das utilizações do exercício	0	-15		0		38	-350,0%		32		2	2		
Amortizações do exercício deduzidas das amortizações do imobilizado participativo	614	533	-13,3%	749	21,9%	593	11,4%	-20,7%	874	16,7%	632	632	0,0%	-27,6%
CUSTOS NÃO CONTROLÁVEIS (D)	614	517	-15,8%	748	21,9%	632	22,2%	-15,6%	905	21,0%	635	635	0,0%	-29,9%
TOTAL DE CUSTOS (E) = (C) + (D)	6 883	6 974	1,3%	6 642	-3,5%	5 770	-17,3%	-13,1%	7 376	11,0%	6 676	6 111	-8,5%	-17,1%
AJUSTAMENTO t-2 (F)	-264	-264		-1 283		-1 283	386,8%		-121		1 042	854		
REMUNERAÇÃO DO ACTIVO														
Valor (G)	390	385	-1,2%	438	12,3%	771	100,3%	76,1%	557	27,2%	615	615	0,0%	10,4%
Taxa de remuneração ^[2]	8,5%	8,5%		8,0%		29,8%	250,8%		8,0%		8,0%	8,0%		
VENDAS DE ENERGIA ELÉCTRICA / PROVEITOS PERMITIDOS (H) ^[2]	7 537	7 622	1,1%	8 364	11,0%	7 455	-2,2%	-10,9%	8 054	-3,7%	6 250	5 872	-6,0%	-27,1%
Facturação ao cliente final	4 448	4 423		4 408		4 279	-3,3%		4 910		4 771	4 887		
Compensação tarifária	3 088	3 087		0		3 956	28,1%		0		2 375	985		
Desvio a recuperar em t-2	0	113		3 956		-780	-792,1%		3 144		-896	0		
Activos a remunerar (valor médio)	4 587	4 530	-1,2%	5 475	19,4%	2 587	-42,9%	-52,8%	6 964	27,2%	7 692	7 692	0,0%	10,4%
Imobilizado incorpóreo líquido de amortizações (+)	301	1		0		0	-100,0%		0		0	0		
Imobilizado corpóreo líquido de amortizações (+)	4 485	4 571		5 685		2 858	-37,5%		6 998		8 148	8 148		
Imobilizado Participativo Líquido (-)	199	42		210		271	550,4%		34		456	456		

Notas:

^[1] Custos reais aceites pela ERSE.

^[2] Nas colunas "Tarifas XXX" a taxa de remuneração é um dado, nas restantes colunas é uma taxa de remuneração implícita, em que a remuneração do activo resulta da seguinte fórmula: vendas de energia eléctrica - total de custos + ajustamento t-2.

No Quadro 4-77 apresentam-se alguns dos principais indicadores da actividade da Comercialização de Energia Eléctrica.

Quadro 4-77 - Indicadores da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EDA

Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	Unidade	2002 Real	2003 Real ^[1]	Evolução Anual (%)	2004 Real ^[1]	Evolução anual (%)	2005 Real ^[1]	Evolução anual (%)	2006 Real ^[1]	Evolução anual (%)	Tarifas 2007	Evolução anual (%)	Tarifas 2008	Evolução anual (%)
		(1)	(2)	[(2)-(1)]/(1)	(3)	[(3)-(2)]/(2)	(4)	[(4)-(3)]/(3)	(5)	[(5)-(4)]/(4)	(6)	[(6)-(5)]/(5)	(7)	[(7)-(6)]/(6)
Custo unitário de comercialização	[€/mil clientes]	62,27	60,45	-2,9%	67,58	11,8%	63,67	-5,8%	51,57	-19,0%	63,77	23,6%	51,93	-18,6%
Nº de clientes	[unidades]	104 888	106 444	1,5%	108 331	1,8%	109 523	1,1%	111 872	2,1%	115 670	3,4%	117 687	1,7%
Investimento anual	[10³ EUR]	861	1 347	56,4%	1 321	-1,9%	1 198	-9,3%	1 342	12,1%	2 054	53,0%	1 668	-18,8%
Custos operacionais controláveis adoptados	[10³ EUR]	5 868	6 106	4,0%	6 792	11,2%	6 456	-4,9%	5 138	-20,4%	6 470	25,9%	5 477	-15,4%

Nota:

^[1] Custos aceites pela ERSE.

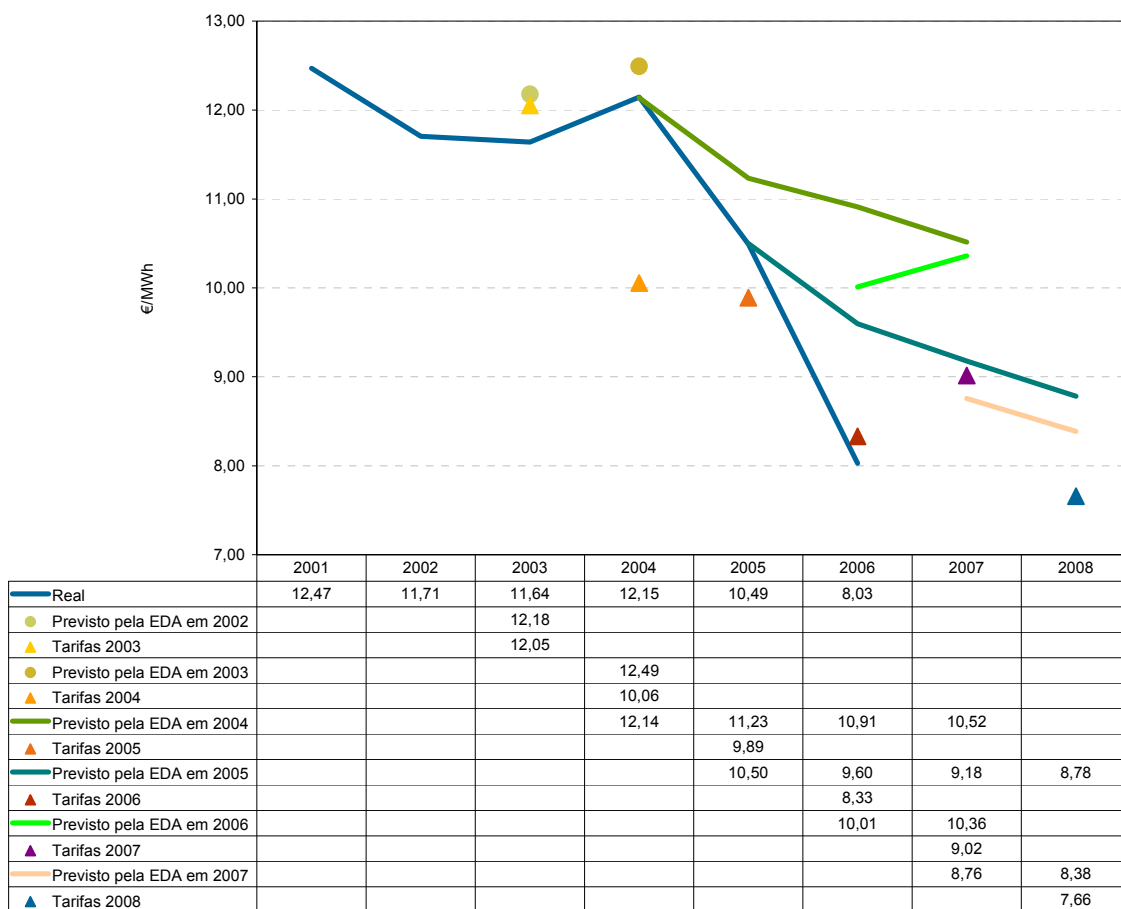
CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

Como já referido para as outras actividades reguladas da EDA, a ERSE não aceitou a totalidade de custos proposta pela EDA, nomeadamente:

- As indemnizações por despedimento.
- O acréscimo dos custos de exploração, acima da inflação associado a um ganho de eficiência de 1%.

O impacte destas decisões nos proveitos nesta actividade foi de uma redução de 0,6 milhões de euros, relativamente ao valor proposto pela EDA.

A figura seguinte permite analisar a evolução dos custos unitários de exploração por unidade fornecida entre 2001 a 2008, considerando os valores ocorridos entre 2001 e 2006, as propostas da EDA desde 2003 e os custos aceites pela ERSE para tarifas.

Figura 4-42 - Custos unitário de exploração por unidade fornecida na EDA

O custo unitário de exploração por unidade distribuída da EDA, aceite pela ERSE para 2008, decresce cerca de 15% relativamente ao aceite para as tarifas de 2007.

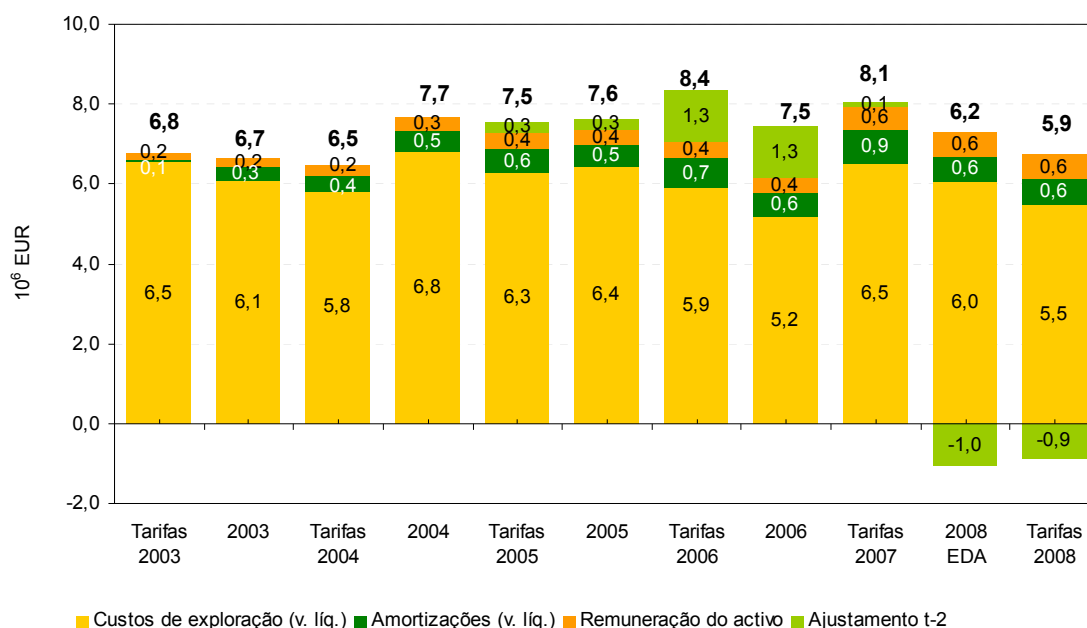
PROVEITOS PERMITIDOS NA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA NA RAA

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição na RAA, na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica é dado pela expressão contida no n.º 1 do Artigo 90º do Regulamento Tarifário. No Quadro 4-78 são apresentados os valores considerados para o cálculo.

Quadro 4-78 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EDA

		Unidade: 103 EUR		
		Tarifas 2007	Tarifas 2008	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)]/(1)
$\tilde{A}m_{j,t}^A$	Amortizações do activo fixo líquidas das amortizações dos activos participados	874	632	-27,6%
$\tilde{A}ct_{j,t}^A$	Valor médio do activo fixo líquido de amortizações e participações	6 964	7 692	10,4%
r_t^A	Taxa de remuneração permitida para o valor do activo fixo (%)	8,0	8,0	
$\tilde{C}_{j,t}^A$	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	6 634	5 949	-10,3%
$\tilde{S}_{j,t}^A$	Outros proveitos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	132	471	257,6%
$\Delta R_{j,t-2}^A$	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-121	854	-807,1%
\tilde{R}_t^A	Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	8 054	5 872	-27,1%
Energia Fornecida (MWh)		735 756	776 931	5,6%
Proveitos permitidos por unidade fornecida (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)		10,95	7,56	-31,0%
$\tilde{A}m_{MT,t}^A$	Amortizações do activo fixo líquidas das amortizações dos activos participados	300	15	-95,1%
$\tilde{A}ct_{MT,t}^A$	Valor médio do activo fixo líquido de amortizações e participações	2 523	180	-92,9%
r_t^A	Taxa de remuneração permitida para o valor do activo fixo (%)	8,0	8,0	
$\tilde{C}_{MT,t}^A$	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	2 708	91	-96,6%
$\tilde{S}_{MT,t}^A$	Outros proveitos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	38	2	-93,5%
$\Delta R_{MT,t-2}^A$	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-73	-18	-75,6%
$\tilde{R}_{MT,t}^A$	Proveitos Permitidos em MT	3 244	135	-95,8%
$\tilde{A}m_{BT,t}^A$	Amortizações do activo fixo líquidas das amortizações dos activos participados	574	618	7,6%
$\tilde{A}ct_{BT,t}^A$	Valor médio do activo fixo líquido de amortizações e participações	4 441	7 511	69,1%
r_t^A	Taxa de remuneração permitida para o valor do activo fixo (%)	8,0	8,0	
$\tilde{C}_{BT,t}^A$	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	3 925	5 858	49,2%
$\tilde{S}_{BT,t}^A$	Outros proveitos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	93	468	402,0%
$\Delta R_{BT,t-2}^A$	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-48	872	-1908,6%
$\tilde{R}_{BT,t}^A$	Proveitos Permitidos em BT	4 810	5 737	19,3%
\tilde{R}_t^A	Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	8 054	5 872	-27,1%

Nesta actividade, os custos de exploração representam cerca de 88,4% dos proveitos permitidos sem ajustamento de 2006.

Figura 4-43 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EDA

4.7.3 PROVEITOS PERMITIDOS À EDA PARA 2008

No Quadro 4-79 encontram-se sintetizados os proveitos permitidos para 2008 para cada uma das actividades reguladas da concessionária do transporte e distribuição na RAA.

Quadro 4-79 - Proveitos permitidos à EDA para 2008

Unidade: 10 ³ EUR			
	Tarifas 2007	Tarifas 2008	T2008 /T2007
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	119 048	124 552	4,6%
Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	34 859	33 732	-3,2%
Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	8 054	5 872	-27,1%
Proveitos permitidos da EDA	161 961	164 156	1,4%

Verifica-se um acréscimo dos proveitos permitidos na ordem dos 1,4% (2,2 milhões de euros) que resulta do efeito conjugado de acréscimo de proveitos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema em 5,5 milhões de euros, devido ao impacto do ajustamento de 2006 e do decréscimo

ocorrido nas actividades de Distribuição de Energia Eléctrica e Comercialização de Energia Eléctrica num total de 3,3 milhões de euros, por via da não aceitação de parte dos custos com fornecimentos e serviços externos, custos com pessoal e do ajustamento referente a 2006, a recuperar em 2008.

Comparando os valores sem ajustamentos, observa-se um acréscimo da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica e um decréscimo nas restantes actividades (Quadro 4-80).

Quadro 4-80 - Proveitos permitidos à EDA, para 2008, excluindo ajustamentos

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2007	Tarifas 2008	T2008 / T2007
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	110 526	105 992	-4,1%
Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	35 010	35 607	1,7%
Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	7 933	6 726	-15,2%
Proveitos permitidos da EDA (exclui ajustamento t-2)	153 469	148 325	-3,4%

O decréscimo de 5,1 milhões de euros dos proveitos permitidos (excluindo ajustamentos) resulta essencialmente de:

- -5,2 milhões de euros devido a acréscimos de custos de energia (combustíveis e lubrificantes -5,7 milhões de euros e aquisições ao sistema independente +0,5 milhões de euros).
- -0,4 milhões de euros de custos controláveis e proveitos (outros custos operacionais -3,2, custos com pessoal -0,7 e fornecimentos e serviços externos -0,2) deduzidos de -3,7 milhões de euros de proveitos operacionais.
- -1,4 milhões de euros de amortizações do imobilizado em exploração e variação de provisões.
- +1,8 milhões de euros devido a acréscimo de imobilizado a remunerar.

O Quadro 4-81 sintetiza o impacto das decisões da ERSE por actividade. O cenário base inclui os custos enviados pela EDA e o ajustamento de 2006 aceite pela ERSE.

Quadro 4-81 - Impacte das decisões da ERSE nos proveitos permitidos da EDA

	2008 Cenário base	Indemnizações por despedimento	Custos não aceites	Imobilizados não aceites para regulação (PPDA e licenças de CO2)	Impacte das decisões ERSE		Tarifas 2008
					10 ³ EUR	%	
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	132 846	-738	-7 555	0	-8 294	-6,2%	124 552
Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	36 793	-789	-2 262	-10	-3 061	-8,3%	33 732
Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	6 437	-222	-343	0	-565	-8,8%	5 872
Proveitos permitidos da EDA	176 076	-1 750	-10 160	-10	-11 920	-6,8%	164 156

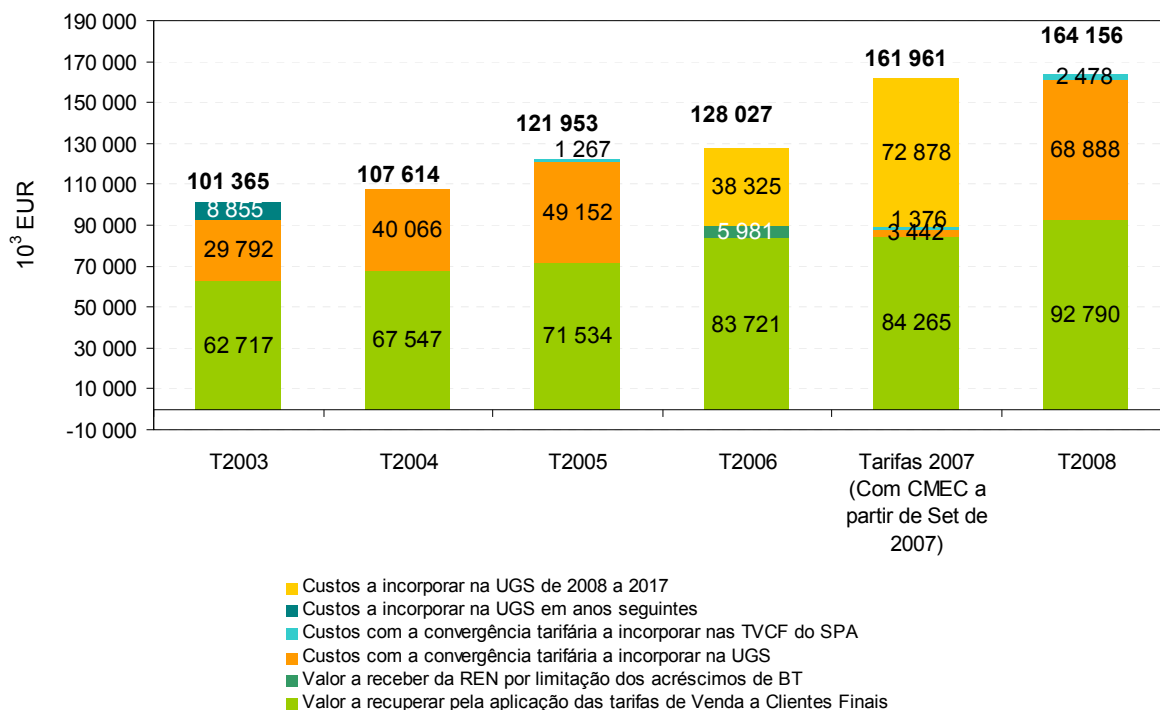
4.7.4 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

No Quadro 4-82 apresenta-se o sobrecusto por actividade da concessionária do transporte e distribuição na RAA.

Quadro 4-82 - Custo com a convergência tarifária da RAA

		Unidade: 10 ³ EUR	
		Tarifas 2007 (Com CMEC a partir de Set de 2007)	Tarifas 2008
$\tilde{S}A_t^{AGS}$	Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na RAA	58 945	55 592
$\tilde{R}_t^{A^{AGS}}$	Proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	119 048	124 552
$\tilde{R}_{AGS,t}^A$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da concessionária do transporte e distribuição da RAA e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA	59 093	66 960
$\tilde{S}RAA_t^{AGS}$	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, imputáveis à actividade de AGS da RAA	1 011	2 000
$\tilde{S}A_{j,t}^D$	Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica na RAA	14 300	12 310
$\tilde{R}_{j,t}^{D^D}$	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	34 859	33 732
$\tilde{R}_{D,j,t}^A$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA	20 263	20 979
$\tilde{S}RAA_{j,t}^D$	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, imputáveis à actividade de DEE da RAA	296	443
$\tilde{S}A_{j,t}^C$	Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica na RAA	3 075	985
$\tilde{R}_{j,t}^{A^C}$	Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	8 054	5 872
$\tilde{R}_{C,j,t}^A$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA e das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA	4 910	4 852
$\tilde{S}RAA_{j,t}^C$	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, imputáveis à actividade de CEE da RAA	68	35
	Custo com a convergência tarifária	76 320	68 888
$\tilde{R}AA_{Pol,t}$	Custo da Convergência Tarifária a incorporar na UGS	3 442	68 888
	Valor a incorporar na UGS de 2008 a 2017	72 878	

A Figura 4-44 apresenta a decomposição dos proveitos permitidos da EDA de 2003 a 2008.

Figura 4-44 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EDA de 2003 a 2008

Como se encontra referido no capítulo 4.3.2.3, o direito ao recebimento dos créditos resultantes dos valores em dívida associados com os custos com convergência tarifária da EDA referentes aos anos de 2006 e 2007, respectivamente no montante de 39 687 milhares de euros e de 72 878 milhares de euros, num total de 112 565 milhares de euros, foi cedido pela EDA a um conjunto de bancos cessionários formado pelo Banco Comercial Português, SA e Caixa Geral de Depósitos, SA, consubstanciado em dois contratos de cessão celebrados em 28 de Setembro do corrente ano. Nesse sentido, o valor da renda no montante de 14 348 milhares de euros, a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema, em 2008 deverá ser entregue pela REN, em duodécimos, em partes iguais, a cada um dos bancos cessionários referidos anteriormente.

4.8 ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA EEM

A EEM desenvolve actividades relacionadas com a produção, a distribuição e a comercialização de energia eléctrica, adquirindo ainda energia eléctrica a outros produtores.

Este ponto inicia-se com uma análise de questões que são comuns a todas as actividades reguladas da empresa, seguindo-se uma análise de questões específicas de cada actividade. Sempre que se revelar útil é feita uma análise comparativa entre empresas reguladas do sector eléctrico no Continente e das Regiões Autónomas.

A análise detalhada dos valores enviados pela empresa para os anos de 2007 e 2008 é feita no documento “Análise do desempenho e das previsões das empresas reguladas” que se anexa. Nele é analisada, para cada uma das actividades reguladas da EEM, a evolução das principais rubricas de custos e investimento ao longo dos anos 2002 a 2008.

Em seguida descrevem-se e justificam-se as decisões tomadas pela ERSE respeitante às actividades reguladas da EEM tendo em vista a elaboração das tarifas para 2008.

4.8.1 QUESTÕES COMUNS A TODAS AS ACTIVIDADES DA EEM

4.8.1.1 INFORMAÇÃO ENVIADA

A informação enviada pela EEM, respeitante aos anos de 2007 e 2008, está de acordo com o solicitado, e inclui:

- Balanços de energia eléctrica.
- Investimentos e participações por actividade.
- Informação económica das actividades reguladas, nomeadamente, custos e proveitos por actividade, e os imobilizados líquidos em exploração.
- Número de clientes por nível de tensão.

De uma forma geral, a informação enviada está desagregada de acordo com as necessidades da regulação, tal como previsto nas normas contabilísticas publicadas pela ERSE.

Uma regulação baseada em custos e investimentos aceites, como é o caso de todas as actividades da EEM determina que, tanto os custos, como os investimentos propostos pelas empresas sejam convenientemente justificados.

Importa assim que, relativamente aos valores enviados anualmente, até 15 de Junho, para efeito de cálculo das tarifas, nomeadamente os custos operacionais propostos para serem aceites em base anual, sejam enviadas à ERSE acompanhadas das justificações que permitam compreender as seguintes questões:

- O valor absoluto de cada rubrica de custo, assim como a sua evolução de um ano para o outro, ao longo dos últimos anos e ainda para o futuro.
- A diferença entre a previsão proposta e as previsões efectuadas no ano anterior ou que tenham sido enviadas para outros efeitos.
- As chaves de repartição dos custos por actividade, nomeadamente as relativas a custos comuns.

Relativamente aos valores propostos para investimentos importa ter em conta o disposto no Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações (RARI):

- O operador da rede de transporte e da rede de distribuição em MT e AT na Região Autónoma da Madeira envie à ERSE, para parecer, para efeito de reconhecimento nas tarifas, até ao dia 15 de Junho de cada ano, o orçamento de investimento nas suas redes a executar no ano civil seguinte, contendo uma identificação exaustiva dos activos que irá investir, da calendarização e dos respectivos valores de investimento previstos. Os orçamentos de investimentos devem, nomeadamente, identificar a caracterização física das obras, a data prevista de entrada em exploração e os valores de investimento, desagregados por ano e pelos vários tipos de equipamento de cada obra. Os investimentos aprovados, após efectuados e os activos terem passado à exploração, passam a ser considerados para efeito de cálculo da retribuição dos operadores das redes, nos termos previstos no Regulamento Tarifário.
- O operador da rede de transporte e da rede de distribuição em MT e AT na Região Autónoma da Madeira envie à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, um relatório de execução do orçamento do ano anterior, com identificação dos respectivos valores de investimento realizados, de acordo com as normas complementares previstas no Regulamento Tarifário.

De um modo geral a EEM cumpriu com estes requisitos.

A ERSE publicou o Despacho n.º 4 168-A/2005, de 24 de Fevereiro com o objectivo de normalizar a informação de detalhe sobre investimentos em conciliação com o rigor, transparência e a exigência associada a essa informação, para efeitos de uma regulação objectiva e transparente. A sistematização desta informação tem como objectivos:

- Compatibilizar os planos de investimentos nas redes de acordo com o RARI e os orçamentos de investimentos enviados pela EEM para efeito de cálculo anual dos proveitos permitidos, no âmbito do RT.
- Acompanhar os investimentos da EEM.

- Acompanhar as obras concluídas com vista à sua aceitação, conforme previsto no RT.

A EEM enviou toda a informação para tarifas 2008, de acordo com a Norma Complementar n.º16.

A ERSE gostaria de salientar que os valores previstos para os investimentos não específicos do ano de 2007 apresentam desvios face aos valores aceites para efeito de tarifas para 2007. No sentido de a ERSE poder vir a aceitar esses desvios para cálculo do ajustamentos de 2007 a repercutir nas tarifas de 2009, os investimentos devem ser acompanhados de uma análise custo-benefício que permita identificar o “proveito” decorrente do investimento realizado pela empresa para o consumidor de energia eléctrica. Para além dos investimentos deverem ser sempre acompanhados de uma análise custo - benefício, mais se justifica que os desvios face aos valores orçamentais devam ser cuidadosamente explicados.

Ao longo dos diversos processos de cálculo dos proveitos permitidos, a EEM tem vindo a demonstrar uma melhoria importante no envio de informação adicional e das respectivas justificações. No entanto, a ERSE realça, uma vez mais, que esta informação adicional e as justificações dos valores constantes nas normas deve acompanhar a informação até 15 de Junho. Disponibilizando atempadamente toda a informação justificativa dos valores reais e dos valores previsionais, permitirá à ERSE um desempenho acrescido no exercício da regulação económica em benefício quer dos consumidores, na protecção dos seus interesses, quer das empresas, na garantia do equilíbrio económico ou financeiro da concessão.

A análise dos custos aceites para a EEM é feita na globalidade, ou seja, antes da sua repartição por actividade e nível de tensão. Optou-se por este procedimento por se considerar que a repartição por actividade e por nível de tensão de algumas rubricas de custo²⁹, enviada pela EEM para o processo de fixação das tarifas para 2008 não é semelhante à repartição enviada para o processo de fixação de 2007 e utilizada pela ERSE na definição das tarifas para 2007. Considera-se este procedimento válido por os consumidores da Região Autónoma da Madeira não pagarem tarifas por actividade mas sim tarifas de venda a clientes finais que estão a convergir para as tarifas aditivas do Continente. A análise por actividade e nível de tensão que se apresenta neste capítulo tem, no entanto, por base as chaves de repartição actualmente propostas pela EEM.

4.8.1.2 ANÁLISE DO VALOR ENVIADO DE DIREITOS DE PASSAGEM

Os direitos de passagem são uma taxa lançada pelos municípios da RAM pela utilização do domínio público municipal pelas infra-estruturas eléctricas da EEM. A legislação referente aos direitos de passagem foi publicada a 8 de Janeiro de 2007, através do Decreto Legislativo Regional n.º 2/2007/M, produzindo efeitos desde o início do ano fiscal de 2006. Esta taxa foi estipulada como 7,5% sobre o valor anual das vendas de energia eléctrica em baixa tensão (incluindo Iluminação Pública).

²⁹ Nomeadamente, os custos de matérias diversos de exploração, os fornecimentos e serviços externos de exploração e os outros custos operacionais de exploração.

A ERSE tomou em consideração os comentários aduzidos pelo Conselho Tarifário, apresentados em anexo, relativamente ao facto de "... a nova taxa criada pelo Decreto Legislativo Regional n.º 2/2007/M, de 8 de Janeiro, com efeitos retroactivos a 1 de Janeiro de 2006, não decorre nem da insularidade, nem do carácter ultra-periférico da Região Autónoma da Madeira, pelo que não deverá avolumar os sobrecustos de convergência já suportados pelos consumidores do Continente através da tarifa."

Neste sentido, a ERSE não considerou nos proveitos permitidos da Empresa de Electricidade da Madeira (EEM) o valor de 6,9 milhões de euros referentes a 2008, relativos aos custos com a taxa de ocupação do domínio público municipal na Região Autónoma da Madeira.

Acresce ainda que a solução sugerida pelo Conselho Tarifário de que o ressarcimento deste custo fosse suportado exclusivamente aos consumidores da Região Autónoma da Madeira, sendo explicitado de forma autónoma na factura, não é exequível de ser implementada desde já, uma vez que esta situação não se encontra, neste momento, prevista no Regulamento Tarifário em vigor.

4.8.1.3 ANÁLISE DOS CUSTOS DA EEM E DOS VALORES ACEITE PELA ERSE

4.8.1.3.1 CUSTOS CONTROLÁVEIS

O Quadro 4-83 apresenta os custos de exploração controláveis enviados pela EEM para o processo de cálculo dos proveitos permitidos para 2008. Neste quadro são igualmente apresentados os custos de exploração controláveis aceites pela ERSE para o processo de fixação dos proveitos permitidos para 2007.

Quadro 4-83 - Custos de exploração controláveis da EEM

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2007	2008 EEM	Variação	Variação em %
Custos de Exploração				
Materiais diversos	3 039	3 213	174	5,7%
Fornecimentos e serviços externos ⁽¹⁾	4 416	4 942	526	11,9%
Custos com pessoal	26 812	29 124	2 312	8,6%
Outros custos Operacionais ⁽²⁾	720	989	270	37,5%
Total	34 987	38 269	3 281	9,4%

Notas:

⁽¹⁾ Valor sem considerar o custo com a frota automóvel.

⁽²⁾ Valor sem a provisão para licenças de CO₂ no valor de Tarifas 2007 e corrigido dos valores referentes ao Plano de Promoção de Eficiência no Consumo (2008 EEM).

Pela análise do Quadro 4-83 observa-se que todas as rubricas de custos de exploração propostos pela empresa apresentam desvios significativos face aos valores aceites para tarifas para 2007. Os custos de

exploração propostos pela EEM apresentam um desvio de +3,3 milhões de euros face aos valores aceite pela ERSE para tarifas para 2007, correspondendo a uma variação de 9,4%.

As rubricas outros custos operacionais, fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal de exploração são as rubricas que apresentam maiores desvios entre os valores aceites pela ERSE para cálculo dos proveitos permitidos para 2007 e os valores propostos pela EEM para 2008, com crescimentos de cerca de 37,5%, 11,9% e 8,6%, respectivamente. A rubrica de materiais diversos de exploração apresenta igualmente um desvio positivo entre os valores enviados para o processo de fixação dos proveitos permitidos para 2008 e os valores fixados pela ERSE para tarifas para 2007, em torno de 5,7%.

Tendo em consideração que os valores propostos pela empresa para 2008 têm por hipótese uma taxa de inflação de 2,3%, o crescimento nas diversas rubricas é largamente superior à taxa de inflação considerada pela empresa.

Dada a evolução dos custos apresentada pela EEM, para o cálculo dos proveitos permitidos para 2008, os valores aceites pela ERSE são baseados nos custos aceites para o cálculo dos proveitos permitidos para 2007, descrevendo-se a metodologia desenvolvida nos pontos seguintes, sendo esta a metodologia adoptada nos processos de cálculo dos proveitos permitidos de anos anteriores.

MATERIAIS DIVERSOS, FORNECIMENTOS E SERVIÇOS EXTERNOS³⁰ E OUTROS CUSTOS OPERACIONAIS³¹ DE EXPLORAÇÃO

Os valores aceite pela ERSE para 2008 são os valores aceites no cálculo dos proveitos permitidos para 2007, actualizados com a taxa de inflação utilizada pela ERSE para 2008 (2,7%). A repartição por actividade dos novos valores aceites pela ERSE é a repartição enviada pela empresa para as previsões dos custos em 2008.

CUSTOS COM PESSOAL

O Quadro 4-84 apresenta a desagregação da rubrica de custos com pessoal total para os valores aceites no processo de fixação de proveitos permitidos para 2007 por comparação com os valores enviados pela empresa para 2008.

A rubrica em análise é decomposta em remunerações, custos com pensões, encargos sobre remunerações e outro tipo de encargos e indemnizações para despedimento. O valor enviado pela EEM

³⁰ Valores sem o custo da frota automóvel.

³¹ Valores sem a provisão para licenças de CO₂ no valor de Tarifas 2007.

para 2008 apresenta um desvio de + 3,2 milhões de euros face aos valores aceites para tarifas para 2007, representando um acréscimo de cerca de 10%.

Quadro 4-84 - Desagregação da rubrica custos com pessoal

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2007	2008 EEM	Variação	Variação em %
Custos com Pessoal				
Remunerações	21 758	23 826	2 069	9,5%
Custos com pensões	3 264	3 902	638	19,5%
Encargos sobre remunerações e outro tipo de encargos	6 350	6 836	486	7,6%
Indemnizações para despedimento	0	0	0	
Total	31 372	34 564	3 192	10,2%

Mantendo a metodologia utilizada pela ERSE nos anos anteriores, procedeu-se ao cálculo do novo valor de custos com pessoal para 2008, por actividade, tendo em conta os seguintes pontos:

- A remuneração por efectivo de 2008 foi obtida através da remuneração por efectivo³² aceite pela ERSE no cálculo do ajustamento de 2006 a repercutir em 2008 para o ano verificado de 2006, aplicando a taxa de inflação considerada pela ERSE para 2007 (2,6%) - valor do IPC de Junho do corrente ano - e para 2008 (2,7%). Foi igualmente considerado um acréscimo anual nas remunerações por efectivo acima do valor da taxa de inflação em 1,5 pontos percentuais e o nivelamento faseado do subsídio de refeição da EEM com o aplicado na EDP, representando um acréscimo anual de 0,13% nas remunerações de 2007 e 2008.
- O valor aceite pela ERSE para encargos com pensões coincide com o valor aceite fiscalmente, isto é, 15% do valor previsto para as remunerações.
- O novo valor de encargos com pessoal foi obtido aplicando a percentagem dos encargos nas remunerações enviada pela EEM (28,7%), aos novos valores de remunerações considerados pela ERSE.

O Quadro 4-85 apresenta o valor de custos com pessoal aceite pela ERSE para 2008. Da análise do quadro verifica-se que o valor aceite pela ERSE é 4,8% inferior ao valor enviado pela empresa e representa um crescimento de 4,9% face aos valores aceites para o processo de fixação de proveitos para 2007.

³² Considera-se o número de efectivos do início do ano.

Quadro 4-85 - Custos com pessoal aceites pela ERSE

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2007	2008 EEM	Tarifas 2008	Δ% 2008 EEM /Tarifas 2007	Δ% Tarifas 2008 /2008 EEM	Δ% Tarifas 2008 /Tarifas 2007
Custos com Pessoal						
Remunerações	21 758	23 826	22 895	9,5%	-3,9%	5,2%
Custos com pensões	3 264	3 902	3 434	19,5%	-12,0%	5,2%
Encargos sobre remunerações e outro tipo de encargos	6 350	6 836	6 569	7,6%	-3,9%	3,4%
Indemnizações para despedimento	0	0	0			
Total	31 372	34 564	32 898	10,2%	-4,8%	4,9%

FACTOR DE EFICIÊNCIA

À semelhança do processo de cálculo dos proveitos permitidos de anos anteriores, e tendo em vista a condução de uma política de eficiência de custos na EEM, a ERSE procedeu a uma redução de 1,0% nos custos de exploração atrás mencionados relativos a 2008, com excepção da rubrica custos com pessoal.

TRABALHOS PARA A PRÓPRIA EMPRESA

No seguimento da aplicação do factor de eficiência nos custos de exploração da EEM e por uma questão de coerência, o valor da rubrica trabalhos para a própria empresa (TPE) aceite pela ERSE deve igualmente reflectir essa trajectória de eficiência. Como tal, o novo valor de TPE aceite pela ERSE foi obtido mantendo o mesmo peso considerado pela EEM da rubrica em questão nos custos totais com materiais diversos, fornecimentos e serviços externos³³, custos com pessoal e outros custos operacionais³⁴, ou seja, 36,2%. Por actividade, o novo valor dos TPE é obtido utilizando-se a repartição enviada pela EEM.

No Quadro 4-86 são apresentados os valores de TPE aceites pela ERSE para o cálculo dos proveitos permitidos para 2008, o valor proposto pela EEM para 2008 e o valor aceite pela ERSE para o cálculo dos proveitos permitidos para 2008. O valor enviado pela EEM para 2008 é cerca de 23% superior ao valor aceite para tarifas para 2007. O valor fixado pela ERSE para o processo de cálculo dos proveitos permitidos para 2008 é cerca de 6% inferior aos valores propostos pela EEM e apresenta um crescimento de 15,8% face ao valor fixado em tarifas para 2007.

³³ Valores sem o custo da frota automóvel.

³⁴ Valores sem a provisão para licenças de CO₂ no valor de Tarifas 2007.

Quadro 4-86 - Trabalhos para a Própria EmpresaUnidade: 10³ EUR

	Tarifas 2007	2008 EEM	Tarifas 2008	Δ% 2008 EEM /Tarifas 2007	Δ% Tarifas 2008 /2008 EEM	Δ% Tarifas 2008 /Tarifas 2007
Trabalhos para a Própria Empresa	17 649	21 677	20 437	22,8%	-5,7%	15,8%

NOVOS CUSTOS DE EXPLORAÇÃO CONTROLÁVEIS ACEITES

O Quadro 4-87 resume os novos custos de exploração controláveis aceites pela ERSE de acordo com a metodologia descrita anteriormente.

Quadro 4-87 - Custos de exploração controláveis aceites pela ERSEUnidade: 10³ EUR

	Tarifas 2007	2008 EEM	Tarifas 2008	Δ% 2008 EEM /Tarifas 2007	Δ% Tarifas 2008 /2008 EEM	Δ% Tarifas 2008 /Tarifas 2007
Custos de Exploração						
Materiais diversos	3 039	3 213	3 090	5,7%	-3,8%	1,7%
Fornecimentos e serviços externos ⁽¹⁾	4 416	4 942	4 490	11,9%	-9,1%	1,7%
Custos com pessoal	26 812	29 124	27 769	8,6%	-4,7%	3,6%
Outros custos Operacionais ⁽²⁾	720	989	732	37,5%	-26,1%	1,7%
Total	34 987	38 269	36 080	9,4%	-5,7%	3,1%

Notas:

⁽¹⁾ Valor sem considerar o custo com a frota automóvel.⁽²⁾ Valor sem a provisão para licenças de CO₂ no valor de Tarifas 2007.

Os custos de exploração controláveis da EEM aceite pela ERSE para cálculo dos proveitos permitidos para 2008 representam um acréscimo de 3,1% face aos valores aceites em tarifas para 2007, justificado pela evolução da rubrica de custos com pessoal de exploração. Face aos valores propostos pela EEM, os custos de exploração aceite pela ERSE apresentam um desvio de -5,7%.

FORNECIMENTOS E SERVIÇOS EXTERNOS - FROTA AUTOMÓVEL

Durante o ano de 2006, a EEM lançou um concurso internacional para a renovação da sua frota automóvel, sendo essa renovação efectuada através de um contrato de *leasing* operacional e não através da aquisição directa das viaturas. A alteração implica uma redução dos custos com capital - amortização e remuneração do activo - e um aumento dos custos em FSE - rendas de leasing.

A EEM apreciou 11 propostas sendo que a proposta vencedora estabelece um custo global de 2 563 mil euros a repartir por 4 anos (2007 a 2010), em regime de renda fixa, para a gestão de uma frota constituída por 127 viaturas. Desta forma, o custo anual subjacente à proposta vencedora é de 640,8 mil euros, estando incluído neste valor, para além dos custos relacionados com o aluguer da viatura, os custos com manutenção, com a substituição de pneus, com viaturas de substituição, com seguros e

serviços de gestão. O custo total a considerar como custo da frota em 2008 é de 690,8 mil euros, correspondendo a diferença ao custo de manutenção e de *leasing* financeiro de seis viaturas não abrangidas no contrato de gestão de frota (um veículo de administração, dois veículos pesados e três veículos pesados com gruas instaladas para montagem e desmontagem de equipamentos eléctricos e manutenção da rede de iluminação pública).

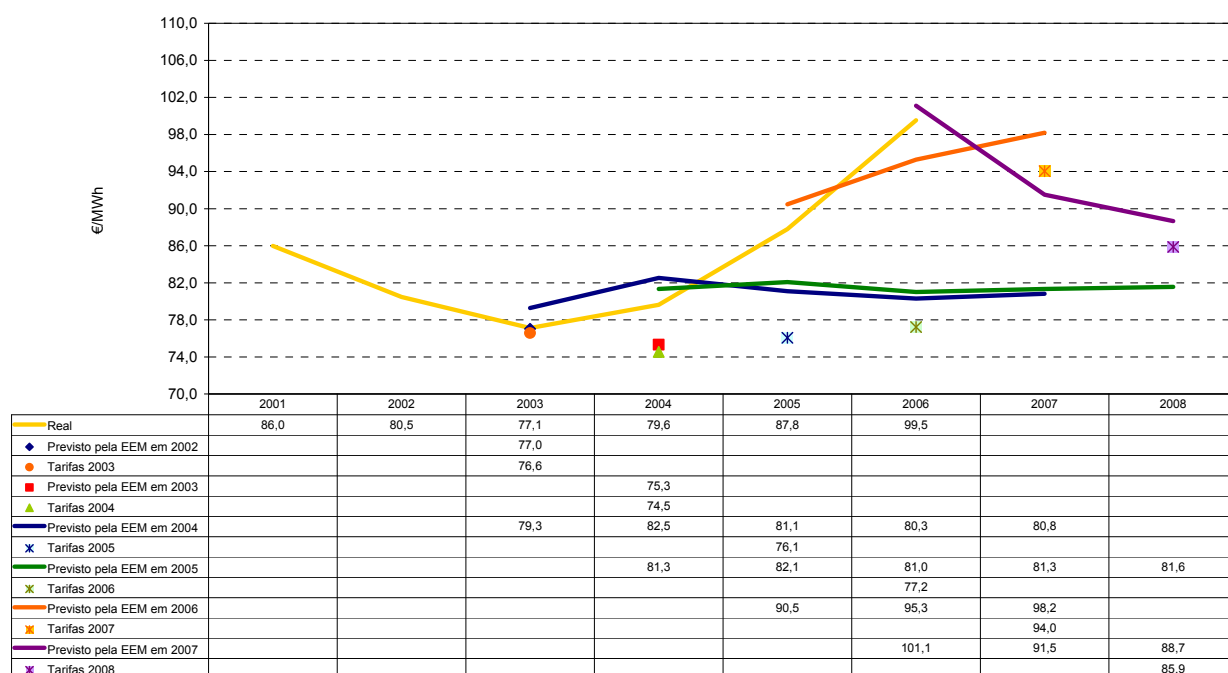
A ERSE gostaria de salientar uma vez mais, que a abertura de um concurso internacional para a gestão da frota automóvel traduziu-se numa racionalização dos custos propostos pela empresa.

O valor aceite globalmente é repartido por actividade, de acordo com a chave de repartição de custos propostos pela empresa para esta rubrica.

CUSTOS DE EXPLORAÇÃO UNITÁRIOS

A Figura 4-45 apresenta a evolução dos custos de exploração por unidade fornecida entre 2001 e 2008, permitindo a comparação entre os valores ocorridos entre 2001 e 2006 e os valores propostos pela EEM bem como com os valores aceites pela ERSE para cálculo das tarifas.

Figura 4-45 - Custos de exploração da EEM por unidade fornecida (57%)



Nota: Nos valores previstos pela EEM em 2004, em 2005, 2006 e 2007 não estão incluídos os direitos de passagem.

Os custos com o combustível estão incluídos na análise.

Os valores reais de 2003, 2004, 2005 e 2006 são os valores aceites pela ERSE para cálculo dos ajustamentos a repercutir em $t+2$.

Da análise da figura é possível verificar a diferença de 2,8 €/MWh entre o valor de custo de exploração por unidade fornecida enviado pela EEM para 2008 e o valor aceite pela ERSE. Os custos de exploração por unidade fornecida aceites pela ERSE nas tarifas para 2008 decrescem 8,2 €/MWh face aos valores aceites nas tarifas para 2007, justificado essencialmente pela diminuição dos custos com o fuelóleo em cerca de 15%, enquanto que os custos de exploração por unidade fornecida aceites pela ERSE nas tarifas para 2007 cresceram 16,8€/MWh face aos valores de tarifas para 2006, como consequência do aumento para os custos previstos com este combustível.

4.8.1.3.2 CUSTOS OPERACIONAIS

No Quadro 4-88 apresentam-se os custos operacionais da EEM entre 2005 e 2008 desagregados por custo de energia, custos controláveis e custos não controláveis. Os custos controláveis apresentados são líquidos de investimento, ou seja, referem-se a custos de exploração da EEM. Os valores verificados no ano de 2006 referem-se aos valores aceites pela ERSE para cálculo do ajustamento do ano de 2006, a repercutir nos proveitos de 2008 da EEM e não aos valores enviados pela empresa. A comparação entre o valor do ano de 2006 aceite pela ERSE e o valor das tarifas de 2006 é efectuado em detalhe no documento "Ajustamentos referentes a 2006 e 2007 a repercutir nas tarifas de 2008". Na última coluna são indicados os valores aceites pela ERSE para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos para 2008.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2008

Proveitos permitidos para cada actividade

Quadro 4-88 - Proveitos permitidos da EEM

EEM	2005			2006					2007 Tarifas		2008			
	2005 Tarifas	real	real / tarifas	2006 Tarifas	2006 Tarifas /2005Tarifas	real	real / tarifas	2006/2005 (real)	2007 Tarifas	2007 Tarifas /2006 Tarifas	2008 Tarifas	EEM	2008 Tarifas /2008 EEM	2008 Tarifas /2007Tarifas
	10³ EUR	10³ EUR	Δ%	10³ EUR	Δ%	10³ EUR	Δ%	Δ%	10³ EUR	Δ%	10³ EUR	10³ EUR	Δ%	Δ%
	(1)	(2)	[(2) - (1)] / (1)	(3)	[(3) - (1)] / (1)	(4)	[(4) - (3)] / (3)	[(4) - (2)] / (2)	(5)	[(5) - (3)] / (3)	(6)	(7)	[(6) - (7)] / (7)	[(6) - (5)] / (5)
CUSTOS de ENERGIA														
Aquisição de Energia Eléctrica	19 270	21 407	11,1%	20 198	4,8%	23 628	17,0%	10,4%	24 894	23,3%	21 754	21 754	0,0%	-12,6%
Combustíveis e lubrificantes	27 569	35 154	27,5%	33 227	20,5%	40 451	21,7%	15,1%	47 751	43,7%	40 318	40 318	0,0%	-15,6%
Prémio contratual (Galp Energia)	0	-200		0		-200			-200		-200	-200	0,0%	0,0%
CUSTOS de ENERGIA (A)	46 839	56 361	20,3%	53 425	14,1%	63 879	19,6%	13,3%	72 446	35,6%	61 873	61 873	0,0%	-14,6%
CUSTOS CONTROLÁVEIS														
Materiais Diversos	2 954	2 951	-0,1%	2 992	1,3%	3 015	0,8%	2,2%	3 039	1,6%	3 090	3 213	-3,8%	1,7%
FSE	4 564	4 560	-0,1%	4 623	1,3%	4 659	0,8%	2,2%	5 107	10,5%	5 181	5 649	-8,3%	1,4%
Pessoal	25 694	25 915	0,9%	25 394	-1,2%	26 071	2,7%	0,6%	26 812	5,6%	27 769	29 124	-4,7%	3,6%
Outros Custos	699	1 760	151,6%	708	1,3%	8 484	1097,6%	382,1%	2 225	214,1%	732	1 315	-44,4%	-67,1%
Total (B)	33 912	35 185	3,8%	33 716	-0,6%	42 228	25,2%	20,0%	37 184	10,3%	36 771	39 301	-6,4%	-1,1%
PROVEITOS														
Prestação de serviços	251	154	-38,8%	130	-48,4%	142	9,8%	-7,5%	162	24,9%	150	149	0,4%	-7,4%
Outros	166	172	3,7%	174	4,7%	8 281	4664,3%	4708,9%	234	34,4%	218	217	0,4%	-6,8%
Total (C)	417	326	-21,9%	303	-27,3%	8 423	2676,5%	2484,0%	395	30,3%	367	366	0,4%	-7,0%
CUSTOS CONTROLÁVEIS (D) = (B) - (C)	33 494	34 859	4,1%	33 413	-0,2%	33 805	1,2%	-3,0%	36 788	10,1%	36 404	38 935	-6,5%	-1,0%
Provisões líquidas das utilizações do exercício	541	334	-38,3%	575	6,3%	476	-17,3%	42,5%	386	-32,9%	546	546	0,0%	41,3%
Amortizações do exercício deduzidas das amortizações do imobilizado participado	15 604	15 495	-0,7%	16 609	6,4%	16 259	-2,1%	4,9%	18 455	11,1%	20 224	20 236	-0,1%	9,6%
Direitos de passagem	0	0		0		0			0		0	6 918	-100,0%	
CUSTOS NÃO CONTROLÁVEIS (E)	16 145	15 829	-2,0%	17 184	6,4%	16 734	-2,6%	5,7%	18 842	9,6%	20 769	27 700	-25,0%	10,2%
TOTAL de CUSTOS (F) = (A) + (D) + (E)	96 478	107 050	11,0%	104 022	7,8%	114 418	10,0%	6,9%	128 076	23,1%	119 046	128 507	-7,4%	-7,1%
AJUSTAMENTO t-2 (G)	-1 429	-1 429		-1 081	-24,4%	-1 081	0,0%	-24,4%	-12 120	1021,6%	-15 759	0		
REMUNERAÇÃO DO ACTIVO														
Valor (H)	17 979	17 747	-1,3%	17 346	-3,5%	17 646	1,7%	-0,6%	19 194	10,7%	21 085	21 097	-0,1%	9,9%
Taxa de remuneração ¹	8,2%	8,2%		7,5%		7,4%			7,5%		7,5%	7,5%		
VENDAS DE ENERGIA ELÉCTRICA / PROVEITOS PERMITIDOS (I)	115 886	126 226	8,9%	122 448	5,7%	133 146	8,7%	5,5%	159 389	30,2%	155 890	149 604	4,2%	-2,2%
Facturação ao cliente final	88 714	88 451		99 165		95 170			108 081		113 309	108 815		
Valor a receber da REN por limitação dos acréscimos das TVCF em BT				9 272		9 581			3 099		0	0		
Compensação tarifária	27 172	26 473		0		14 011			0		42 581	40 788		
Desvio a recuperar em t+2	0	11 302		14 011		14 383			48 210		0	0		
Activos a remunerar	238 597	234 161	-1,9%	235 617	-1,2%	240 967	2,3%	2,9%	274 181	16,4%	298 173	298 311	0,0%	8,8%
Imobilizado incorpóreo líquido de amortizações (+)	6 472	5 852		5 516		5 373			5 259		4 610	4 623		
Imobilizado corpóreo líquido de amortizações (+)	269 464	266 682		279 211		277 234			314 589		333 622	333 747		
Imobilizado Comparticipado Líquido (-)	37 339	38 372		49 110		41 639			45 667		40 059	40 059		

Nota: ¹ Nas colunas "2005 Tarifas", "2006 Tarifas", "2007 Tarifas" e "2008 Tarifas" a taxa de remuneração é um dado, nas restantes colunas é uma taxa de remuneração implícita, em que a taxa de remuneração do activo resulta da seguinte fórmula: vendas de energia eléctrica - total de custos + ajustamento t-2.

4.8.2 QUESTÕES ESPECÍFICAS DE CADA UMA DAS ACTIVIDADES REGULADAS DA EEM

4.8.2.1 ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

No Quadro 4-89 apresenta-se a evolução dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema entre 2005 e 2008, apresentando-se igualmente a informação enviada pela empresa para 2008. O total de custos regulados apresenta um decréscimo de 12,5% entre os valores de tarifas para 2008 e os valores aceites para 2007, justificado essencialmente por um decréscimo de igual magnitude no total dos custos controláveis aceites e de uma variação negativa nos custos de energia de cerca de 15%. Relativamente aos custos de energia, a rubrica combustíveis e lubrificantes apresenta um decréscimo de cerca de 16% para tarifas de 2008 face aos valores aceites para tarifas para 2007 e a rubrica aquisição de energia eléctrica, um decréscimo de cerca de 13%.

Para a evolução mencionada anteriormente nos custos totais controláveis aceites, contribuiu fortemente o facto de a EEM não prever para 2008 qualquer montante em provisão para colmatar um défice de licenças de CO₂, procedimento adoptado no processo de cálculo das tarifas para 2007. Segundo a empresa, o número de licenças de CO₂ a atribuir à empresa no âmbito do PNALE II serão suficientes para colmatar o consumo do ano pelo que não será necessário a constituição de uma provisão.

Face aos valores enviados pela EEM para 2008, os custos controláveis aceites pela ERSE são 7,8% inferiores.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2008

Proveitos permitidos para cada actividade

Quadro 4-89 - Proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema de 2005 a 2008

Unidade: 10³ EUR

EEM - Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Tarifas 2005	2005 real	2005/T2005	Tarifas 2006	T2006 / T2005	2006 real	2006/2005	2006/T2006	Tarifas 2007	T2007 / T2006	2008 EEM em 2007	Tarifas 2008	T2008 /2008 EEM	Tarifas 2008 /Tarifas 2007
	(1)	(2)	[(2) - (1)] / (1)	(3)	[(3) - (1)] / (1)	(4)	[(4) - (2)] / (2)	[(4) - (3)] / (3)	(5)	[(5) - (3)] / (3)	(6)	(7)	[(7) - (6)] / (6)	[(7) - (5)] / (5)
CUSTOS														
Aquisição de Energia Eléctrica	19 270	21 407	11,1%	20 198	4,8%	23 628	10,4%	17,0%	24 894	23,3%	21 754	21 754	0,0%	-12,6%
Combustíveis e lubrificantes	27 569	35 154	27,5%	33 227	20,5%	40 451	15,1%	21,7%	47 751	43,7%	40 318	40 318	0,0%	-15,6%
Prémio contratual (Galp Energia)	0	-200		0		-200			-200		-200	-200	0,0%	0,0%
CUSTOS DE ENERGIA (A)	46 839	56 361	20,3%	53 425	14,1%	63 879	13,3%	19,6%	72 446	35,6%	61 873	61 873	0,0%	-14,6%
Materiais Diversos	1 658	1 657	-0,1%	1 691	2,0%	1 999	20,7%	18,2%	2 158	27,6%	2 130	2 048	-3,8%	-5,1%
FSE	1 907	1 905	-0,1%	1 696	-11,1%	1 574	-17,4%	-7,2%	1 722	1,5%	1 801	1 643	-8,8%	-4,6%
Pessoal	8 305	8 176	-1,5%	8 335	0,4%	8 133	-0,5%	-2,4%	8 528	2,3%	9 235	8 520	-7,7%	-0,1%
Outros Custos	426	1 486	249,1%	359	-15,7%	8 152	448,5%	2171,1%	1 872	421,5%	379	280	-26,1%	-85,0%
Total (B)	12 296	13 225	7,6%	12 081	-1,7%	19 858	50,2%	64,4%	14 279	18,2%	13 546	12 491	-7,8%	-12,5%
PROVEITOS														
Prestações Serviços	0	0		0		0			0		0	0		
Outros	0	0		0		7 865			9		18	18	0,4%	99,1%
Total (C)	0	0		0		7 865			9		18	18	0,4%	99,1%
TOTAL CUSTOS CONTROLÁVEIS (D) = (B) - (C)	12 296	13 225	7,6%	12 081	-1,7%	11 993	-9,3%	-0,7%	14 270	18,1%	13 528	12 473	-7,8%	-12,6%
Provisões líquidas das utilizações do exercício	341	233	-31,7%	365	6,8%	322	38,3%	-11,7%	261	-28,6%	343	343	0,0%	31,5%
Amortizações do exercício deduzidas das amortizações do imobilizado participado	7 689	7 856	2,2%	7 069	-8,1%	7 748	-1,4%	9,6%	8 426	19,2%	8 752	8 753	0,0%	3,9%
CUSTOS NÃO CONTROLÁVEIS (E)	8 031	8 089	0,7%	7 434	-7,4%	8 070	-0,2%	8,6%	8 687	16,9%	9 095	9 095	0,0%	4,7%
CUSTOS REGULADOS (F) = (A)+ (D) + (E)	67 166	77 675	15,6%	72 940	8,6%	83 942	8,1%	15,1%	95 403	30,8%	84 495	83 441	-1,2%	-12,5%
AJUSTAMENTO t-2 (G)	-810	-810		-2 884		-2 884			-14 307	396,1%	0	-15 550		8,7%
REMUNERAÇÃO DO ACTIVO														
Valor (H)	9 697	10 124	4,4%	8 543	-11,9%	9 511	-6,1%	11,3%	9 217	7,9%	9 438	9 438	0,0%	2,4%
Taxa de remuneração ¹	8,0%	8,0%		7,0%		7,0%			7,0%		7,0%	7,0%		
VENDAS DE ENERGIA ELÉCTRICA / PROVEITOS PERMITIDOS (I)	77 674	88 609	14,1%	84 367	8,6%	96 337	8,7%	14,2%	118 927	41,0%	93 933	108 429	15,4%	-8,8%
Facturação ao cliente final ²	62 542	65 396		79 906		75 208			79 880		76 864	80 852		
Compensação tarifária	15 132	14 433		0		4 461			0		17 069	27 576		
Desvio a recuperar em t+2	0	13 342		4 461		14 192			39 047		0	0		
Aditividade Tarifária	0	-4 562		0		2 476			0		0	0		
Activos a remunerar (valor médio)	121 218	126 544	4,4%	122 046	0,7%	135 871	7,4%	11,3%	131 671	7,9%	134 823	134 825	0,0%	2,4%
Imobilizado incorpóreo líquido de amortizações (+)	6 475	6 110		5 662		5 557			5 321		4 699	4 699		
Imobilizado corpóreo líquido de amortizações (+)	143 761	149 168		154 344		160 748			163 057		161 764	161 765		
Imobilizado participado líquido (-)	29 018	28 734		37 961		30 434			36 707		31 639	31 639		

Notas:¹ Nas colunas "Tarifas 2005", "Tarifas 2006", "Tarifas 2007" e "Tarifas 2008" a taxa de remuneração é um dado, nas restantes colunas é uma taxa de remuneração implícita, em que a taxa de remuneração do activo resulta da seguinte fórmula: vendas de energia eléctrica - total de custos + ajustamento t-2.

² Inclui o valor a receber da REN por limitação dos acréscimos das Tarifas de Venda a Clientes Finais em BT em "Tarifas 2006" e "Tarifas 2007".

CUSTOS DE ENERGIA

No Quadro 4-90 apresentam-se os custos unitários variáveis da energia eléctrica emitida pelas centrais térmicas da EEM ocorridos em 2006, bem como os implícitos nas tarifas de 2007 e de 2008. Estes custos apenas dizem respeito aos custos com combustíveis e aos lubrificantes e não incorporam a remuneração do investimento.

Prevê-se para 2008 um aumento de 2,9% do custo unitário variável de energia eléctrica na RAM, face ao estimado para 2007. O Quadro 4-90 mostra igualmente que os valores dos custos unitários variáveis da energia eléctrica na RAM considerados nas tarifas de 2007 são substancialmente superiores aos valores nelas implícitos.

Quadro 4-90 - Custos unitários variáveis da energia eléctrica emitida pelas centrais da EEM

Unidade (*)	2006 real	Tarifas de 2007	2007 em 2007 (EEM)	Evolução anual %	2008 em 2007 (EEM)	Tarifas de 2008	Evolução anual %	Evolução anual %	
	(1)	(2)	(3)	[(3)-(1)]/(1)	(4)	(5)	[(5)-(2)]/(2)	[(5)-(3)]/(3)	
Custo unitário variável das centrais térmicas da EEM	[€/MWh]	72.4	76.4	62.3	-14%	64.1	64.1	-16.1%	2.9%

Nota:

(*) - Energia eléctrica emitida para a rede. A energia emitida pelas centrais térmicas é estimada com base na repartição dos consumos próprios totais pelas centrais.

A descida nos custos unitários da energia eléctrica emitida pelas centrais da EEM prevista para 2008 face ao que ano anterior foi previsto para 2007 decorre da EEM considerar que em 2007 se inverteu a tendência altista verificada até 2006 nestes custos.

O Quadro 4-91 consubstancia este facto ao apresentar os custos unitários variáveis da energia eléctrica emitida pelas centrais térmicas da EEM entre 2004 e 2008.

Quadro 4-91 - Evolução do custo unitário variável da energia eléctrica emitida pelas centrais térmicas da EEM

	2004 real						2005 real					
	MWh			10 ³ EUR	€/MWh	Variação anual do custo unitário	MWh			10 ³ EUR	€/MWh	Variação anual do custo unitário
	Madeira	Porto Santo	EEM				Madeira	Porto Santo	EEM			
Encargos variáveis das centrais térmicas da EEM	494 703	32 124	526 827	25 500	48,4	-4,2%	523 472	34 406	557 877	34 954	62,7	29,4%
	2006 real						2007 em 2007					
	MWh			10 ³ EUR	€/MWh	Variação anual do custo unitário	MWh			10 ³ EUR	€/MWh	Variação anual do custo unitário
	Madeira	Porto Santo	EEM				Madeira	Porto Santo	EEM			
Encargos variáveis das centrais térmicas da EEM	522 615	33 135	555 750	40 251	72,4	15,6%	585 030	35 839	620 869	38 676	62,3	-14,0%
	Tarifas de 2008											
	MWh			10 ³ EUR	€/MWh	Variação anual do custo unitário						
	Madeira	Porto Santo	EEM									
Encargos variáveis das centrais térmicas da EEM	586 075	39 873	625 948	40 118	64,1	2,9%						

Nota:

(*) - Energia eléctrica emitida para a rede. A energia emitida pelas centrais térmicas é estimada com base na repartição dos consumos próprios totais pelas centrais.

Fonte: EEM, ERSE

O Quadro 4-91 mostra que 2006 foi o ano em que o custo unitário variável foi mais elevado.

O Quadro 4-92 apresenta a evolução verificada e prevista do custo com a energia eléctrica adquirida pela EEM, por tipo de tecnologia, desde 2004 até 2008.

Quadro 4-92 - Evolução do custo unitário da energia eléctrica adquirida pela EEM por tecnologia

	2004 real						2005 real					
	MWh			10 ³ EUR	€/MWh	Variação anual do custo unitário	MWh			10 ³ EUR	€/MWh	Variação anual do custo unitário
	Madeira	Porto Santo	EEM				Madeira	Porto Santo	EEM			
Encargos variáveis das centrais térmicas da EEM	494 703	32 124	526 827	25 500	48,4	-4,2%	523 472	34 406	557 877	34 954	62,7	29,4%
Total de aquisições SPM e SIM	247 181	1 062	248 244	18 353	73,9	-2,1%	246 094	1 114	247 209	21 407	86,6	17,1%
Total de aquisições ao SPM	192 000	0	192 000	14 005	72,9	-3,7%	192 170	0	192 170	16 963	88,3	21,0%
Fuel	192 000	0	192 000	14 005	72,9	-3,7%	192 170	0	192 170	16 963	88,3	21,0%
Gasóleo												
Total de aquisições ao SIM	55 181	1 062	56 243	4 348	77,3	3,6%	53 924	1 114	55 039	4 444	80,7	4,4%
Hídrica	3 961	0	3 961	312	78,7	2,8%	4 360	0	4 360	396	90,8	15,3%
Eólica	16 110	1 062	17 172	1 541	89,8	4,0%	15 261	1 114	16 375	1 535	93,7	4,4%
Geotérmica	0	0	0	0			0	0	0	0		
Outros	35 110	0	35 110	2 495	71,1	6,5%	34 304	0	34 304	2 513	73,3	3,1%
Variação anual	3,8%	-18,5%	3,7%	1,5%	-2,1%		-0,4%	4,9%	-0,4%	16,6%	17,1%	

	2006 real						2007 em 2007					
	MWh			10 ³ EUR	€/MWh	Variação anual do custo unitário	MWh			10 ³ EUR	€/MWh	Variação anual do custo unitário
	Madeira	Porto Santo	EEM				Madeira	Porto Santo	EEM			
Encargos variáveis das centrais térmicas da EEM	522 615	33 135	555 750	40 251	72,4	15,6%	585 030	35 839	620 869	38 676	62,3	-14,0%
Total de aquisições SPM e SIM	251 313	1 041	252 354	23 628	93,6	8,1%	247 900	1 100	249 000	21 340	85,7	-8,5%
Total de aquisições ao SPM	192 351	0	192 351	18 682	97,1	10,0%	192 000	0	192 000	16 497	85,9	-11,5%
Fuel	192 351	0	192 351	18 682	97,1	10,0%	192 000	0	192 000	16 497	85,9	-11,5%
Gasóleo												
Total de aquisições ao SIM	58 962	1 041	60 003	4 947	82,4	2,1%	55 900	1 100	57 000	4 843	85,0	3,1%
Hídrica	4 185	0	4 185	398	95,0	4,6%	4 100	0	4 100	400	97,5	2,6%
Eólica	15 444	1 041	16 485	1 566	95,0	1,3%	15 600	1 100	16 700	1 627	97,4	2,6%
Geotérmica												
Outros	39 333	0	39 333	2 983	75,8	3,5%	36 200	0	36 200	2 817	77,8	2,6%
Variação anual	2,1%	-6,6%	2,1%	10,4%	8,1%		-1,4%	5,7%	-1,3%	-9,7%	-8,5%	

	Tarifas de 2008					
	MWh			10 ³ EUR	€/MWh	Variação anual do custo unitário
	Madeira	Porto Santo	EEM			
Encargos variáveis das centrais térmicas da EEM	586 075	39 873	625 948	40 118	64,1	2,9%
Total de aquisições SPM e SIM	247 900	1 100	249 000	21 754	87,4	1,9%
Total de aquisições ao SPM	192 000	0	192 000	16 799	87,5	1,8%
Fuel	192 000	0	192 000	16 799	87,5	1,8%
Gasóleo						
Total de aquisições ao SIM	55 900	1 100	57 000	4 955	86,9	2,3%
Hídrica	4 100	0	4 100	409	99,7	2,3%
Eólica	15 600	1 100	16 700	1 665	99,7	2,3%
Geotérmica						
Outros	36 200	0	36 200	2 881	79,6	2,3%
Variação anual	0,0%	0,0%	0,0%	1,9%	1,9%	

Nota: A energia emitida pelas centrais térmicas é estimada com base na repartição dos consumos próprios totais pelas centrais.

A sigla SPM diz respeito ao sistema público da RAM e a sigla SIM diz respeito ao sistema não vinculado da RAM.

Fonte: EEM; ERSE

Este quadro mostra que o custo unitário da energia eléctrica adquirida pela EEM, que incorpora para além dos custos variáveis, os custos associados com a amortização e com a remuneração dos investimentos, atingiu o seu ponto mais elevado em 2006. Assim, para 2007 estima-se que o custo unitário da energia eléctrica adquirida pela EEM diminua 8,5%, devendo em 2008 verificar-se um pequeno aumento de 1,9%.

Apesar de não serem custos unitários directamente comparáveis, se tivermos em consideração a evolução dos custos de aquisição à central a fuelóleo do sistema público da Madeira e o custo variável

da energia eléctrica emitida pelas centrais térmicas da EEM, a evolução registada em 2006, em ambos os casos, justifica-se pelo aumento verificados do preço dos combustíveis, descrito no ponto seguinte. Contudo, o decréscimo previsto nos custos unitários variáveis das centrais térmicas da EEM é muito superior ao previsto para os custos unitários de aquisição à central a fuelóleo do sistema público da Madeira. Este facto justifica-se por parte dos custos respeitarem ao investimento.

CUSTOS DOS COMBUSTÍVEIS

A evolução dos custos unitários do fuelóleo adquirido pela EEM e no Continente, em Setúbal, prevista para efeitos de tarifas de 2008 pelas empresas face ao ocorrido em 2006 e ao implícito nas tarifas de 2007 é apresentada no Quadro 4-93.

Quadro 4-93 - Custo unitário de aquisição do fuelóleo

	2006 real (1)	Tarifas de 2007 (2)	2007 em 2007 Empresas (3)	Evolução anual [(3)-(1)]/(1) %	2008 em 2007 empresas (4)	Tarifas de 2008 (5)	Evolução anual [(4)-(1)]/(1) %	Evolução anual [(5)-(2)]/(2) %
EEM - Ilha da Madeira	323,1	308,2	274,7	-15,0%	281,0	281,0	-13,0%	-10,9%
Setúbal	270,9	282,4	247,5	-8,6%	223,3	223,3	-17,6%	-12,4%

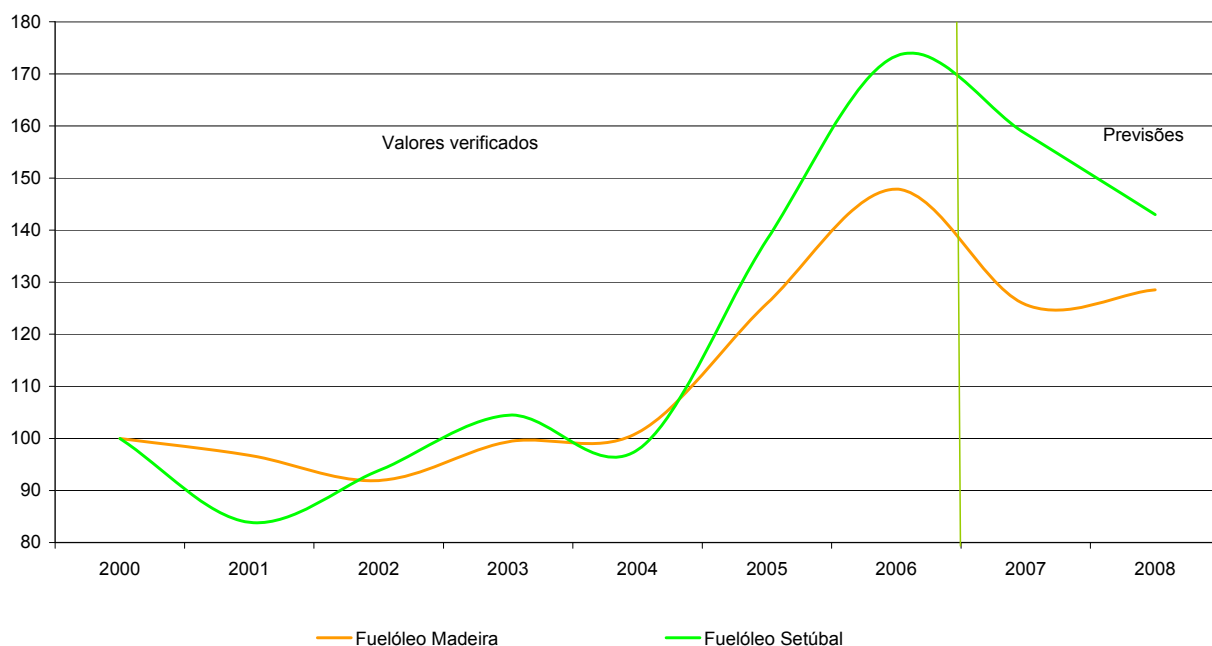
Fonte: EEM, ERSE, REN

Observa-se que, em ambos os casos, as empresas estimam que em 2006 se tenha atingido o ponto mais alto nos custos com o fuelóleo. A EEM prevê que em 2008 os custos unitários do fuelóleo sejam inferiores ao verificado em 2006 em 13%, enquanto que a REN prevê que em 2008 os custos unitários do fuelóleo consumido na central de Setúbal sejam inferior ao ocorrido em 2006 em mais de 17,5%.

No entanto, observa-se que o custo unitário do fuelóleo consumido nas centrais da EEM é mais elevado do que na central de Setúbal. Esta circunstância deve-se a uma conjugação de factores. Devido à pequena dimensão do sistema eléctrico da Madeira e ao carácter insular desta Região Autónoma, a EEM apresenta um acréscimo de custos comparativamente com o continente, tanto no transporte, como na descarga.

Tendo em aceitação que a EEM cumpriu o objectivo regulamentar de aquisição do fuelóleo no mercado primário, aceitam-se as previsões da EEM para o custo unitário do fuelóleo.

A Figura 4-46 ilustra o afirmado ao apresentar a evolução prevista e verificada, entre 2000 e 2008, do custo unitário do fuelóleo, base 100 em 2000, na ilha da Madeira e em Setúbal. Desde 2005, o custo do fuelóleo cresceu com mais intensidade em Portugal continental, do que na ilha da Madeira.

Figura 4-46 - Evolução do custo do fuelóleo na Madeira e em Portugal continental, base 100, em 2000

Fonte: EEM, REN

Embora de uma forma menos acentuada, também no caso dos custos unitários com o gasóleo, a EEM estima que o ponto mais alto tenha sido atingido em 2006, como mostra o Quadro 4-94.

Quadro 4-94 - Custo unitário do gasóleo

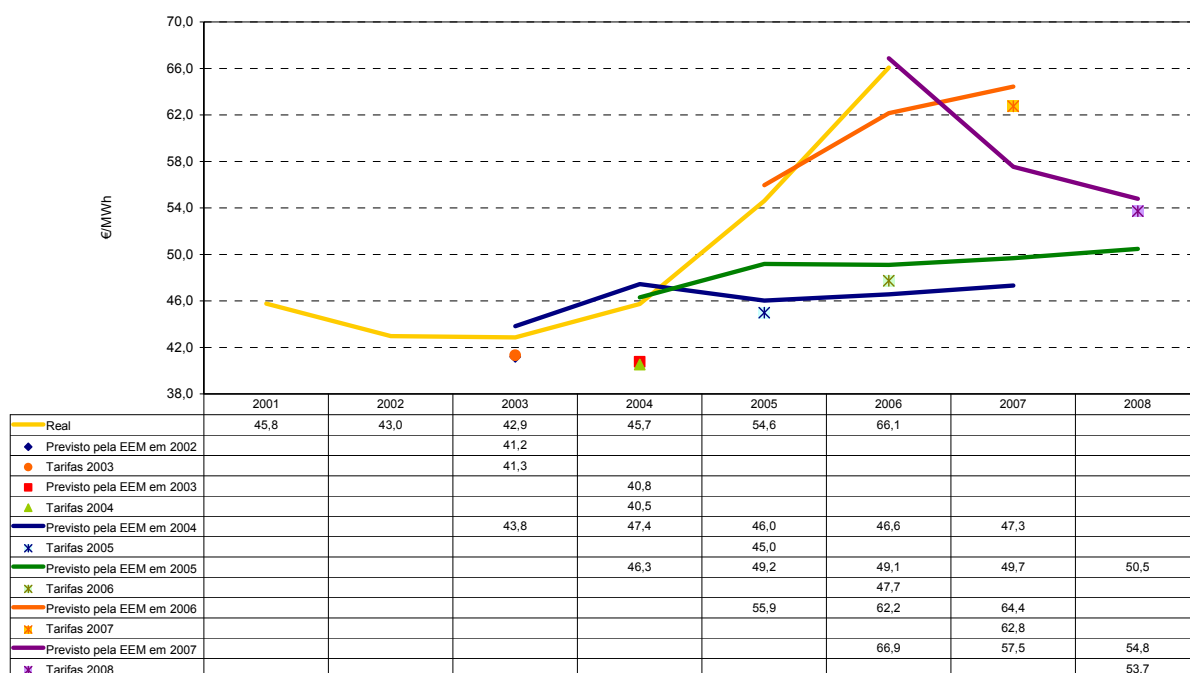
Unidade: €/kl						
	2006 real (1)	Tarifas de 2007	2007 em 2007 (2)	Evolução anual [(2)-(1)]/(1) %	Tarifas de 2008 (3)	Evolução anual [(3)-(2)]/(2) %
EEM	537	567	510	-5%	522	2%
Portugal continental	552	-	-	-	-	-

Fonte: EEM, ERSE

Assim, a análise aos custos com os combustíveis permite concluir que a evolução dos custos unitários variáveis das centrais térmicas da EEM reflecte a evolução dos custos com os combustíveis adquiridos por esta empresa.

CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

Pela análise da Figura 4-47 é possível acompanhar a evolução dos custos de exploração na AGS por unidade produzida entre 2001 e 2008. A figura evidencia a comparação entre os valores ocorridos entre 2001 e 2006, com os valores propostos pela EEM até 2008 e com os valores aceites pela ERSE para cálculo das tarifas. Os custos unitários de exploração na actividade de AGS apresentam uma tendência crescente para o período ocorrido, invertendo-se essa tendência a partir de 2007. A previsão para a evolução do custo do fuelóleo, que apresenta um desvio de -14,8% entre os valores aceites para tarifas para 2007 e os aceites para tarifas para 2008, justifica em grande medida a evolução presente na figura. O valor unitário do custo de exploração aceite pela ERSE para o cálculo das tarifas para 2008 é 1,1 €/MWh inferior ao valor enviado pela EEM para 2008 e representa um decréscimo de 9,0 €/MWh face aos valores aceites para tarifas para 2007.

Figura 4-47 - Custos de exploração por unidade produzida na AGS (57%)

Nota: Os custos com o fuelóleo estão incluídos na análise.

Os valores reais de 2003, 2004, 2005 e 2006 são os valores aceites pela ERSE para cálculo dos ajustamentos a repercutir em t+2.

PROVEITOS DA ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E GESTÃO DO SISTEMA DA RAM

A expressão constante no n.º 1 do artigo 94.º do Regulamento Tarifário define o valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM (EEM) na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema. O Quadro 4-95 apresenta os valores para o cálculo

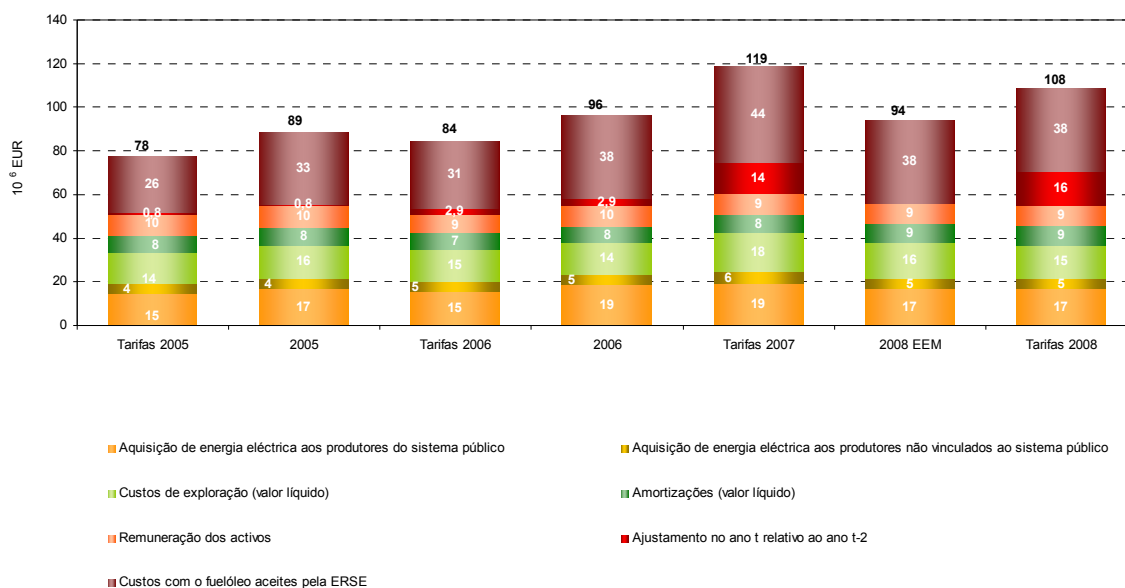
do nível de proveitos permitidos para 2008, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2007.

Quadro 4-95 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da EEM

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2007	Tarifas 2008	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
$\bar{A}m_{t-2}^{M, AGS}$	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos activos comparticipados	8 426	8 753	3,9%
$\bar{A}ct_{t-2}^{M, AGS}$	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e comparticipações	131 671	134 825	2,4%
$r_t^{M, AGS}$	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema (%)	7,0%	7,0%	0 p.p.
$\bar{C}_{SPM,t}^{M, AGS}$	Custos com a aquisição de energia eléctrica aos produtores do sistema público da RAM	19 245	16 799	-12,7%
$\bar{C}_{SIM,t}^{M, AGS}$	Custos permitidos com a aquisição de energia eléctrica aos produtores não vinculados ao sistema público da RAM	5 650	4 955	-12,3%
$\bar{C}_t^{M, AGS}$	Custos de exploração afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, aceites pela ERSE	17 861	15 265	-14,5%
$\bar{F}_t^{M, AGS}$	Custos com o fuelóleo aceites pela ERSE	44 230	37 687	-14,8%
$\bar{S}_t^{M, AGS}$	Outros proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado	9	18	99,1%
$\Delta R_{t-2}^{M, AGS}$	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativo ao ano t-2	-14 307	-15 550	8,7%
$\bar{R}_t^{M, AGS}$	Proveitos Permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	118 927	108 429	-8,8%
Emissão para a rede (MWh)		989 406	985 846	-0,4%
Proveitos permitidos por unidade emitida para a rede (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)		105,7	94,2	-10,9%

Pela análise do quadro verifica-se um decréscimo no nível dos proveitos permitidos para 2008 de 8,8%, face ao nível dos valores aceites nas tarifas para 2007. Excluindo o factor dos ajustamentos relativos a t-2, os proveitos permitidos para 2008 apresentam um decréscimo de cerca de 11%.

A Figura 4-48 apresenta a desagregação das rubricas que compõem os proveitos permitidos de 2005, 2006, 2007 e 2008, aceites pela ERSE, e a desagregação dos proveitos permitidos enviados pela empresa para 2008. A comparação entre o ano de 2006 aceite pela ERSE e o valor das tarifas de 2006 é efectuada em detalhe no documento "Ajustamentos referentes a 2006 e 2007 a repercutir nas tarifas de 2008". O nível dos proveitos permitidos aceites pela ERSE para 2008 decresce face ao nível de proveitos estipulados para 2007, em sequência do decréscimo nos custos com o fuelóleo aceite (-14,8%), nos custos de exploração líquidos de outros proveitos (-14,6%), nos custos com a aquisição de energia eléctrica aos produtores do sistema público (-12,7%) e nos custos com a aquisição de energia eléctrica aos produtores do sistema independente da RAM (-12,3%). Os custos com amortizações líquidas das amortizações do imobilizado comparticipado apresentam um crescimento em tarifas para 2008 face ao valor aceite para tarifas para 2007 de cerca de 3,9%, sendo que a remuneração do activo apresenta um crescimento de 2,4% para igual período.

Figura 4-48 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da EEM

Nota: A EEM não contabilizou nos proveitos de 2008, o valor do ajustamento de 2006 a repercutir em 2008.

4.8.2.2 ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

O Quadro 4-96 apresenta a evolução dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica entre 2005 e 2008.

Em 2008, o total dos custos regulados apresenta um crescimento de 8,4% face aos valores aceites para tarifas para 2007, justificado pelo aumento previsto para os custos não controláveis. O desvio apresentado nestes custos é justificado pelo aumento das amortizações do exercício deduzidas das amortizações do imobilizado participado (+12,8%) e pelo aumento das provisões líquidas das utilizações do exercício (+61,6%).

O total dos custos de exploração controláveis aceites pela ERSE é 1,4% inferior ao valor enviado pela empresa para o ano de 2008 e apresentam um crescimento de 5,8% face ao valor aceite para tarifas para 2007.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2008

Proveitos permitidos para cada actividade

Quadro 4-96 - Proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica de 2005 a 2008

Unidade: 10³ EUR

EEM - Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	Tarifas 2005	2005 real	2005/T2005	Tarifas 2006	T2006 / T2005	2006 real	2006/2005	2006/T2006	Tarifas 2007	T2007/ T2006	2008 EEM em 2007	Tarifas 2008	T2008 /2008 EEM	Tarifas 2008 /Tarifas 2007
	(1)	(2)	[(2) - (1)] / (1)	(3)	[(3) - (1)] / (1)	(4)	[(4) - (2)] / (2)	[(4) - (3)] / (3)	(5)	[(5) - (3)] / (3)	(6)	(7)	[(7) - (6)] / (6)	[(7) - (5)] / (5)
CUSTOS														
Materiais Diversos	1 252	1 251	-0,1%	1 159	-7,4%	866	-30,7%	-25,3%	766	-33,9%	923	888	-3,8%	15,9%
FSE	1 699	1 697	-0,1%	1 853	9,1%	1 936	14,0%	4,4%	2 287	23,4%	2 493	2 302	-7,7%	0,7%
Pessoal	11 851	12 750	7,6%	12 549	5,9%	12 950	1,6%	3,2%	13 421	7,0%	13 945	14 071	0,9%	4,8%
Outros Custos	238	238	-0,1%	318	33,7%	297	24,8%	-6,7%	317	-0,4%	577	427	-26,1%	34,8%
Total (A)	15 039	15 935	6,0%	15 880	5,6%	16 049	0,7%	1,1%	16 791	5,7%	17 939	17 687	-1,4%	5,3%
PROVEITOS														
Prestações Serviços	251	111	-55,7%	130	-48,4%	77	-31,3%	-40,9%	113	-13,1%	80	81	0,4%	-28,4%
Outros	62	78	25,8%	82	32,5%	199	155,9%	142,9%	98	19,3%	68	68	0,4%	-30,1%
Total (B)	313	189	-39,5%	212	-32,4%	276	45,8%	30,4%	211	-0,5%	149	149	0,4%	-29,2%
TOTAL CUSTOS CONTROLÁVEIS (C) = (A) - (B)	14 726	15 746	6,9%	15 668	6,4%	15 773	0,2%	0,7%	16 581	5,8%	17 790	17 538	-1,4%	5,8%
Provisões líquidas das utilizações do exercício	163	79	-51,6%	172	6,0%	125	58,4%	-27,7%	104	-39,9%	168	168	0,0%	61,6%
Amortizações do exercício deduzidas das amortizações do imobilizado participado	7 082	6 721	-5,1%	8 317	17,4%	7 356	9,4%	-11,5%	8 861	6,5%	10 006	9 994	-0,1%	12,8%
Direitos de passagem	0	0		0		0			0		6 918	0	-100,0%	
CUSTOS NÃO CONTROLÁVEIS (D)	7 244	6 800	-6,1%	8 489	17,2%	7 481	10,0%	-11,9%	8 965	5,6%	17 092	10 161	-40,5%	13,3%
CUSTOS REGULADOS (E) = (C) + (D)	21 970	22 546	2,6%	24 157	10,0%	23 254	3,1%	-3,7%	25 545	5,7%	34 882	27 699	-20,6%	8,4%
AJUSTAMENTO t-2 (F)	-128	-128	0,0%	2 268	-1878,6%	2 268	-1878,6%	0,0%	1 595	-29,7%	0	78		-95,1%
REMUNERAÇÃO DO ACTIVO														
Valor (G)	7 839	7 197	-8,2%	8 287	5,7%	7 654	6,3%	-7,6%	9 450	14,0%	11 037	11 026	-0,1%	16,7%
Taxa de remuneração ¹	8,5%	8,5%		8,0%		8,0%			8,0%		8,0%	8,0%		
VENDAS DE ENERGIA ELÉCTRICA / PROVEITOS PERMITIDOS (H)	29 937	29 870	-0,2%	30 177	0,8%	28 640	-4,1%	-5,1%	33 400	10,7%	45 919	38 648	-15,8%	15,7%
Facturação ao cliente final	21 765	23 186		24 220		22 925			26 189		26 829	26 912		
Compensação tarifária	8 172	8 172		0		5 786			0		19 090	11 735		
Desvio a recuperar em t+2	0	-1 488		5 957		-71			7 211		0	0		
Activos a remunerar (valor médio)	92 221	84 670	-8,2%	103 594	12,3%	95 673	13,0%	-7,6%	118 122	14,0%	137 967	137 821	-0,1%	16,7%
Imobilizado incorpóreo líquido de amortizações (+)	0	16		32		54			40		130	124		
Imobilizado corpóreo líquido de amortizações (+)	100 228	93 754		113 601		105 183			128 591		147 979	147 840		
Imobilizado participado líquido (-)	8 007	9 100		10 039		9 564			10 509		10 142	10 142		

Notas:¹ Nas colunas "Tarifas 2005", "Tarifas 2006", "Tarifas 2007" e "Tarifas 2008" a taxa de remuneração é um dado, nas restantes colunas é uma taxa de remuneração implícita, em que a taxa de remuneração do activo resulta da seguinte fórmula: vendas de energia eléctrica - total de custos + ajustamento t-2.

Os indicadores da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica para os anos reais de 2004, 2005 e 2006 e para os valores aceites pela ERSE para o cálculo dos proveitos permitidos para 2006, 2007 e 2008 são apresentados no Quadro 4-97.

Quadro 4-97 - Indicadores da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EEM

Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	Unidade	2004 real ⁽¹⁾ (1)	2005 real ⁽¹⁾ (2)	Evolução anual [(2)-(1)]/(1) %	2006 real ⁽¹⁾ (3)	Evolução anual [(3)-(2)]/(2) %	Tarfas 2006 (4)	Tarfas 2007 (5)	Evolução anual [(5)-(4)]/(4) %	Tarfas 2008 (6)	Evolução anual [(6)-(5)]/(5) %
Custo unitário de distribuição	[€/MWh]	28,6	28,1	-1,7%	27,9	-0,6%	27,6	28,2	2,2%	30,7	8,8%
Investimento anual	[10 ³ EUR]	14 754	21 099	43,0%	27 871	32,1%	30 059	28 023	-6,8%	28 626	2,2%
Imobilizado líquido de participações ao investimento	[10 ³ EUR]	79 109	90 231	14,1%	101 115	12,1%	111 458	127 490	14,4%	146 607	15,0%
Custos operacionais controláveis adoptados	[10 ³ EUR]	15 157	15 746	3,9%	15 773	0,2%	15 668	16 581	5,8%	17 538	5,8%

Nota: ⁽¹⁾ Custos reais aceites pela ERSE.

O investimento anual da actividade de DEE aumentou cerca de 32% entre 2005 e 2006, mantendo o ritmo de crescimento evidenciado entre 2004 e 2005 (+43%). Para 2008, é previsto um crescimento de 2,2% no investimento anual desta actividade face ao valor aceite para tarifas para 2007. O custo unitário de distribuição de 2008 apresenta um crescimento de cerca de 8,8% face aos valores de tarifas para 2007. Esta evolução é justificada por um aumento dos custos regulados de cerca de 8% face a uma diminuição de cerca de 0,5% no nível de fornecimentos a clientes da RAM. Nos valores para tarifas para 2008, o imobilizado líquido de participações ao investimento apresenta um crescimento em linha com o crescimento evidenciado entre os valores aceites para tarifas para 2006 e para tarifas para 2007.

INVESTIMENTOS NAS REDES DE ENERGIA ELÉCTRICA

O Quadro 4-98 e as Figura 4-49 e Figura 4-50 apresentam a evolução dos investimentos realizados nas redes de energia eléctrica da Região Autónoma da Madeira entre 2004 e 2006, do investimento estimado para 2007 e do investimento previsto para 2008, desagregado pelas principais rubricas.

Para cada ano é evidenciada a estrutura do investimento, com a indicação da percentagem que cada rubrica representa no investimento total. Para os últimos dois anos em análise, 2007 e 2008, é apresentada a variação dos montantes de investimento previsto relativamente ao ano imediatamente anterior.

**Quadro 4-98 - Evolução do orçamento do investimento a custos técnicos nas redes de energia eléctrica
na Região Autónoma da Madeira**

Unidade: 10³ EUR

Nível tensão	Equipamento	Realizado 2004		Realizado 2005		Realizado 2006		Estimado 2007			Previsto 2008			2006 - 2007		2007 - 2008	
AT / MT	Centros de controlo e telemedida	159	1%	159	1%	702	3%	1 925	9%	7%	1 433	7%	5%	1 223	174%	- 492	-26%
	Subestações	1 060	8%	1 060	6%	5 247	20%	7 460	35%	28%	7 497	35%	27%	2 213	42%	37	0%
	Postos de Seccionamento	52	0%	52	0%	25	0%	234	1%	1%	936	4%	3%	209	847%	702	300%
	Linhas de transporte	3 959	28%	3 959	23%	6 726	25%	6 712	31%	25%	7 183	34%	26%	- 14	0%	470	7%
	Linhas de distribuição	4 328	31%	6 102	36%	7 280	27%	5 065	24%	19%	4 098	19%	15%	- 2 215	-30%	- 968	-19%
	TOTAL Investimento AT / MT	9 556	69%	11 331	67%	19 980	75%	21 397	100%	81%	21 146	100%	76%	1 417	7%	- 251	-1%
BT	Postos de transformação	1 198	9%	1 443	9%	2 394	9%	2 208	43%	8%	2 831	43%	10%	- 186	-8%	623	28%
	Redes	2 496	18%	3 533	21%	3 742	14%	2 406	47%	9%	3 264	49%	12%	- 1 336	-36%	858	36%
	Iluminação pública	664	5%	592	4%	513	2%	549	11%	2%	546	8%	2%	36	7%	- 2	0%
	TOTAL Investimento BT	4 358	31%	5 568	33%	6 649	25%	5 163	100%	19%	6 641	100%	24%	- 1 486	-22%	1 478	29%
INVESTIMENTO TOTAL NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DA RAM		13 914	100%	16 899	100%	26 629	100%	26 560	100%	100%	27 787	100%	100%	- 69	0%	1 228	5%

Figura 4-49 - Evolução do orçamento do investimento a custos técnicos nas redes de energia eléctrica na Região Autónoma da Madeira, de AT e MT

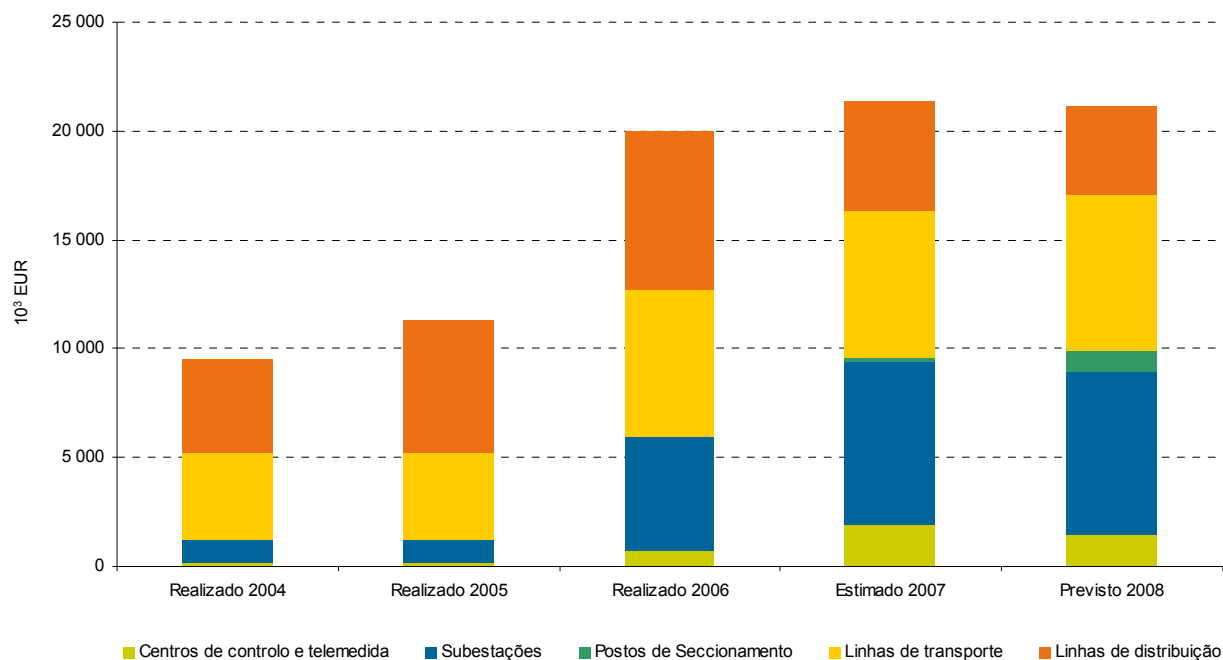
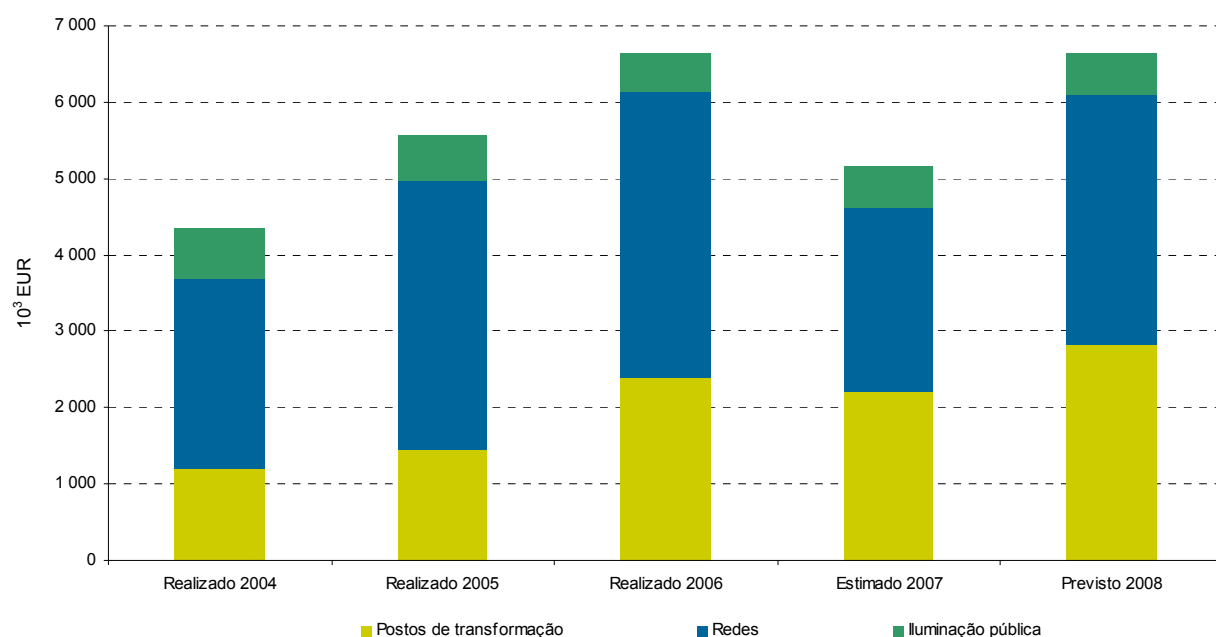


Figura 4-50 - Evolução do orçamento do investimento a custos técnicos nas redes de energia eléctrica na Região Autónoma da Madeira, de BT



A análise à Figura 4-49 permite verificar o aumento do investimento realizado em equipamentos de rede nos níveis de tensão AT e MT a partir de 2006, face a 2004 e 2005, numa ordem de grandeza do dobro do verificado até então.

O investimento estimado para 2007 e o investimento previsto para 2008 não deverão sofrer um grande desvio face ao montante de investimento realizado em 2006. As principais rubricas que contribuem para o investimento previsto em 2007 e 2008 são as subestações (28%), as linhas de transporte (25%) e as linhas de distribuição (15 a 20%), que no conjunto representam mais de 75% do investimento total em equipamentos de AT e MT, cerca de 90% do total a investir pela EEM na Região Autónoma da Madeira.

Segundo a informação fornecida pela EEM, em termos de investimentos na rede de transporte, o principal objectivo para 2007 e 2008, passa por dotar esta rede de estruturas adequadas à evolução dos consumos e à obtenção de redundância em caso de incidente na rede. Destaque igualmente para o reforço da rede no que diz respeito à ligação a parques eólicos, em especial na zona oeste da ilha da Madeira.

Ao nível das redes de distribuição, em especial das redes MT, os investimentos na região pretendem melhorar a rede, incluindo a instalação de equipamentos que permitam o telecomando parcial da rede, tendo em vista garantir padrões de qualidade de serviço. Para tal, serão inseridos novos postos de transformação e reforçadas as redes existentes nos locais onde surjam problemas de queda de tensão, na sequência do aumento do consumo ou do aumento da distância entre os centros de consumo e os postos de transformação existentes. Os projectos constam ainda de novos cabos de média tensão, destinados ao fecho de anéis aumentando a redundância no abastecimento de consumos, em casos de avarias.

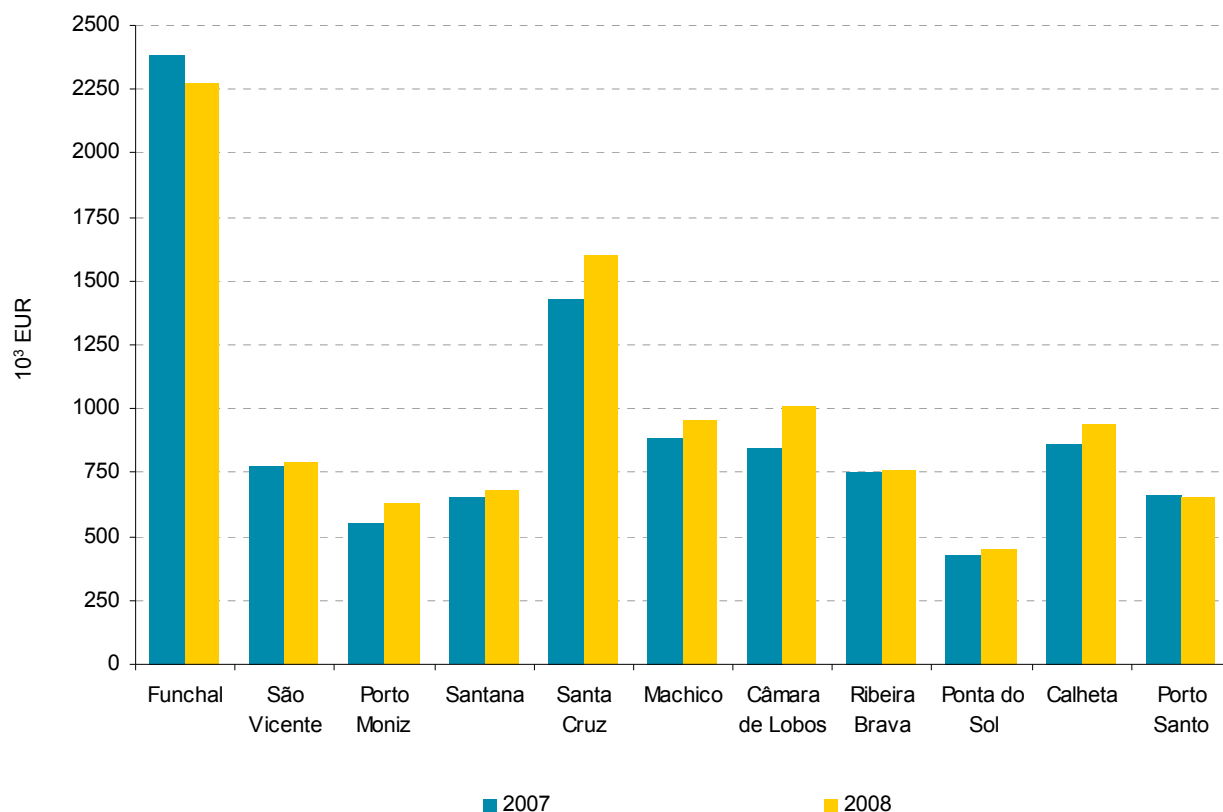
No que diz respeito aos investimentos previstos para equipamentos de BT, Figura 4-50, prevê-se para 2008 um nível de investimento ao mesmo nível do realizado em 2006, na ordem dos 6,6 milhões de euros mas consideravelmente superior ao estimado para 2007 (5,1 milhões de euros). A nível de rubricas, as “redes” e os “postos de transformação” contribuem com quase 90% do investimento total das redes de BT e cerca de 20% do total na região.

Ao nível das redes de BT, continuarão os esforços de melhoria da iluminação pública, com instalação de novos equipamentos com melhores desempenhos técnicos.

A análise ao Quadro 4-98 permite ainda verificar que a estrutura do investimento tem vindo a alterar-se um pouco com menor peso do investimento em equipamentos das redes de BT, em especial no que respeita a investimentos em redes e em iluminação pública.

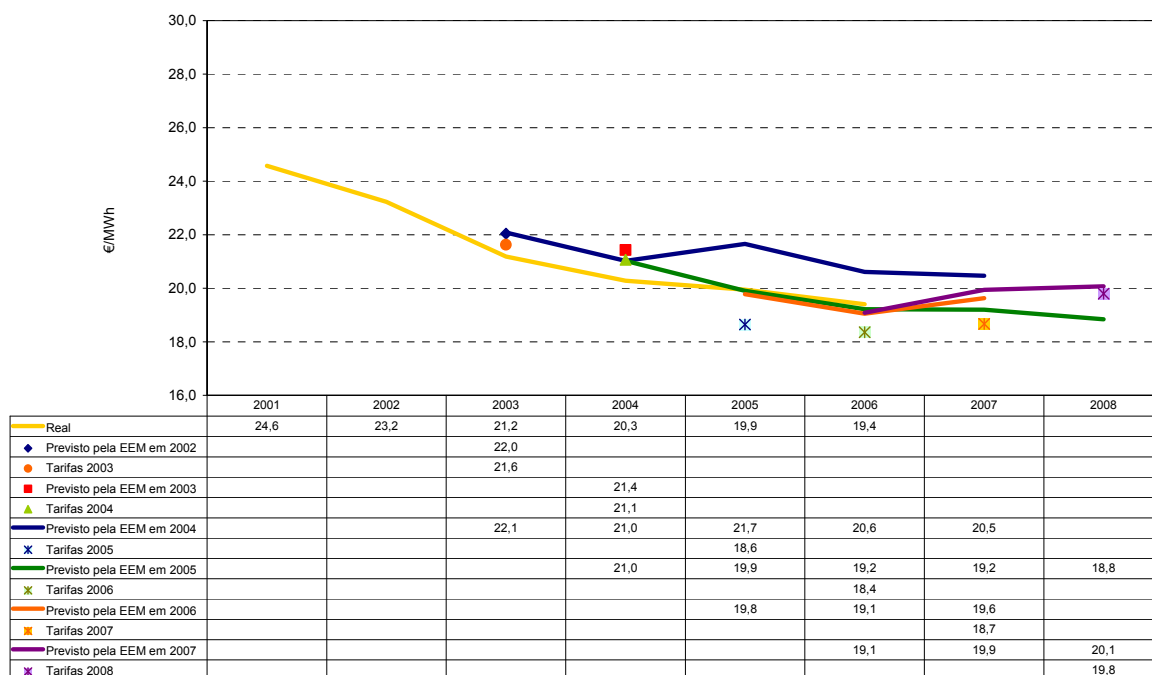
Em termos de distribuição de investimento previsto para as diversas zonas das ilhas da Madeira e Porto Santo, para 2007 e 2008, estão planeados montantes respectivamente de 10,2 milhões de euros e 10,7 milhões de euros, distribuídos de acordo com o ilustrado na Figura 4-51.

Figura 4-51 – Distribuição geográfica do investimento previsto nas redes de energia eléctrica, para 2007 e 2008, na Região Autónoma da Madeira



CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

A Figura 4-52 apresenta a evolução dos custos de exploração na DEE por unidade fornecida entre 2001 e 2008. A análise da figura permite a comparação entre os valores ocorridos entre 2001 e 2006, com os valores propostos pela EEM até 2008 e com os valores aceites pela ERSE para cálculo das tarifas. Contrariamente à actividade de AGS, os custos unitários de exploração na actividade de DEE apresentam uma tendência crescente para o período considerado. O valor unitário do custo de exploração aceite pela ERSE para o cálculo das tarifas para 2008 é 0,3 €/MWh inferior ao valor enviado pela EEM para 2008. O custo de exploração unitário aceite pela ERSE nas tarifas para 2008 é 1,1 €/MWh superior ao valor aceite pela ERSE nas tarifas para 2007.

Figura 4-52 - Custos de exploração por unidade fornecida da DEE

Nota: Nos valores previstos pela EEM em 2004, em 2005, em 2006 e em 2007 não estão incluídos os direitos de passagem.

Os valores reais de 2003, 2004, 2005 e 2006 são os valores aceites pela ERSE para cálculo dos ajustamentos a repercutir em $t+2$.

PROVEITOS DA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA DA RAM

A expressão constante no n.º 1 do artigo 96.º do Regulamento Tarifário define o valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica. O Quadro 4-99 apresenta as variáveis e os parâmetros utilizados no cálculo dos proveitos permitidos para 2008.

Quadro 4-99 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EEM

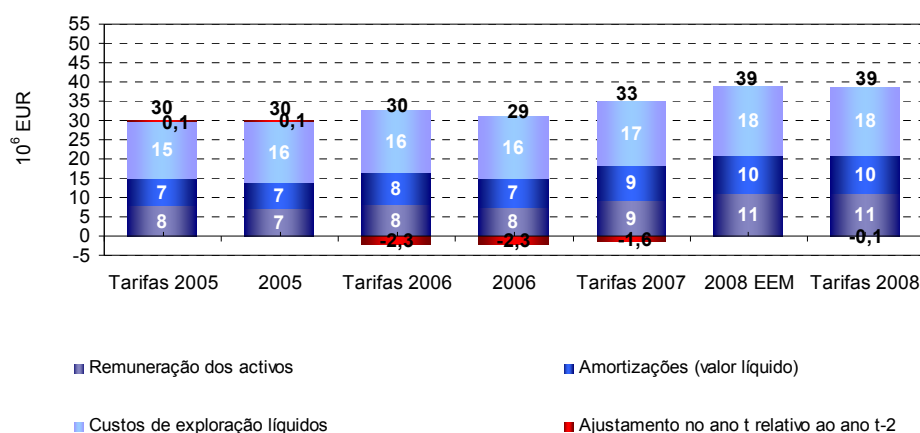
		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2007	Tarifas 2008	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
$\bar{R}_{j,t}^{M,D}$	Proveitos Permitidos em MT	15 970	19 344	21,1%
$\bar{A}_{m,j,t}^{M,D}$	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em MT, líquidas das amortizações dos activos participados	5 655	6 404	13,3%
$\bar{A}_{ct,j,t}^{M,D}$	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em MT, líquido de amortizações e participações	88 430	102 285	15,7%
$r_{t,j,t}^{M,D}$	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica (%)	8,0%	8,0%	0 p.p.
$\bar{C}_{j,t}^{M,D}$	Custos de exploração afectos a MT, aceites pela ERSE	3 822	4 421	15,7%
$\bar{S}_{j,t}^{M,D}$	Proveitos afectos a MT e que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição	24	21	-12,8%
$\Delta R_{j,t-2}^{M,D}$	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	557	-357	-164,0%
$\bar{R}_{j,t}^{M,D}$	Proveitos Permitidos em BT	17 430	19 304	10,8%
$\bar{A}_{m,j,t}^{M,D}$	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT, líquidas das amortizações dos activos participados	3 206	3 589	12,0%
$\bar{A}_{ct,j,t}^{M,D}$	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT, líquido de amortizações e participações	29 692	35 536	19,7%
$r_{t,j,t}^{M,D}$	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica (%)	8,0%	8,0%	0 p.p.
$\bar{C}_{j,t}^{M,D}$	Custos de exploração afectos a BT, aceites pela ERSE	13 073	13 434	2,8%
$\bar{S}_{j,t}^{M,D}$	Proveitos afectos a BT e que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição	187	128	-31,3%
$\Delta R_{j,t-2}^{M,D}$	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	1 038	434	-58,2%
$\bar{R}_{j,t}^{M,D}$	Proveitos Permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	33 400	38 648	15,7%
Energia Distribuída (MWh)		905 114	901 930	-0,4%
Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)		38,7	42,9	11,0%

A análise do quadro evidencia um crescimento do nível dos proveitos permitidos de 2008 face aos valores aceites para tarifas para 2007 em cerca de 16%. Os proveitos permitidos de 2008 por unidade distribuída (excluindo o ajustamento de t-2) são superiores em 4,3 €/MWh face aos valores aceites para 2007, em sequência de um aumento de 6% do valor dos custos de exploração líquidos de outros proveitos, de um aumento de 17% no nível da remuneração dos activos e de um aumento de 13%, no nível das amortizações do exercício líquidas das amortizações do imobilizado participado.

Na Figura 4-53 apresenta-se a desagregação do nível de proveitos de 2005, 2006, 2007 e 2008, aceites pela ERSE, e do nível de proveitos para 2008 enviado pela EEM. Tal como referido na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, a análise do ano de 2006 real aceite pela ERSE e dos valores aceites nas tarifas para 2006 é efectuada em detalhe no documento "Ajustamentos referentes a 2006 e 2007 a repercutir nas tarifas de 2008".

A diferença existente entre os proveitos permitidos enviados pela empresa para 2008 ("2008 EEM") e os aceites pela ERSE nas tarifas para 2008 resulta do facto da EEM não ter contabilizado em 2008 o ajustamento relativo ao ano de 2006.

Figura 4-53 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EEM



Nota: A EEM não contabilizou nos proveitos de 2008, o valor do ajustamento de 2006 a repercutir em 2008.

4.8.2.3 ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

O Quadro 4-100 sintetiza a evolução dos proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica entre 2005 e 2008.

O total de custos regulados aceites pela ERSE em 2008 apresenta um crescimento de cerca de 11% face aos valores aceites para efeitos de tarifas para 2007, em sequência do aumento de cerca de 27% no total dos custos não controláveis. À semelhança da actividade de DEE, um nível superior de provisões de clientes de cobrança duvidosa (líquidas das utilizações) afectas a esta actividade e das amortizações do exercício líquidas das amortizações do imobilizado participado explicam a evolução mencionada para o total dos custos não controláveis.

O total de custos regulados aceite pela ERSE para 2008 é 13,4% inferior ao valor enviado pela empresa para o ano de 2008.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2008

Proveitos permitidos para cada actividade

Quadro 4-100 - Proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica de 2005 a 2008

Unidade: 10 ³ EUR														
EEM - Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	Tarifas 2005	2005 real	2005/T2005	Tarifas 2006	T2006 / T2005	2006 real	2006/2005	2006/T2006	Tarifas 2007	T2007/ T2006	2008 EEM em 2007	Tarifas 2008	T2008 /2008 EEM	Tarifas 2008 /Tarifas 2007
	(1)	(2)	[(2) - (1)] / (1)	(3)	[(3) - (1)] / (1)	(4)	[(4) - (2)] / (2)	[(4) - (3)] / (3)	(5)	[(5) - (3)] / (3)	(6)	(7)	[(7) - (6)] / (6)	[(7) - (5)] / (5)
CUSTOS														
Materiais Diversos	44	44	-0,1%	141	221,9%	150	242,0%	6,1%	115	-18,7%	160	154	-3,8%	33,8%
FSE	958	957	-0,1%	1 073	12,0%	1 149	20,0%	7,0%	1 099	2,4%	1 355	1 237	-8,7%	12,6%
Pessoal	5 538	4 989	-9,9%	4 509	-18,6%	4 988	0,0%	10,6%	4 863	7,9%	5 944	5 178	-12,9%	6,5%
Outros Custos	36	36	-0,1%	31	-12,2%	35	-3,1%	10,2%	37	16,1%	358	24	-93,3%	-33,9%
Total (A)	6 576	6 026	-8,4%	5 755	-12,5%	6 321	4,9%	9,8%	6 113	6,2%	7 817	6 593	-15,7%	7,8%
PROVEITOS														
Prestações Serviços	0	42		0		66	55,0%		49		69	69	0,39%	40,83%
Outros	104	94	-9,4%	92	-11,9%	216	129,5%	135,9%	127	38,03%	131	131	0,39%	3,71%
Total (B)	104	137	31,3%	92	-11,9%	282	106,4%	207,6%	176	91,65%	200	200	0,39%	14,09%
TOTAL CUSTOS CONTROLÁVEIS (C) = (A) - (B)	6 472	5 889	-9,0%	5 664	-12,5%	6 039	2,5%	6,6%	5 938	4,8%	7 617	6 392	-16,1%	7,7%
Provisões líquidas das utilizações do exercício	37	22	-40,0%	38	2,8%	29	30,4%	-24,0%	22	-42,4%	35	35	0,0%	63,0%
Amortizações do exercício deduzidas das amortizações do imobilizado participativo	833	918	10,2%	1 223	46,9%	1 154	25,8%	-5,6%	1 168	-4,5%	1 477	1 478	0,0%	26,5%
CUSTOS NÃO CONTROLÁVEIS (D)	870	940	8,0%	1 261	45,0%	1 183	25,9%	-6,2%	1 190	-5,7%	1 513	1 513	0,0%	27,1%
CUSTOS REGULADOS (E) = (C) + (D)	7 342	6 829	-7,0%	6 925	-5,7%	7 222	5,8%	4,3%	7 128	2,9%	9 130	7 905	-13,4%	10,9%
AJUSTAMENTO t-2 (F)	-491	-491	0,0%	-465	-5,4%	-465		0,0%	592	-227,3%	0	-287		
REMUNERAÇÃO DO ACTIVO														
Valor (G)	443	427	-3,6%	515	16,3%	482	12,8%	-6,5%	527	2,3%	621	622	0,0%	17,9%
Taxa de remuneração ¹	8,5%	8,5%		8,0%		8,0%			8,0%		8,0%	8,0%		
VENDAS DE ENERGIA ELÉCTRICA / PROVEITOS PERMITIDOS (H)	8 276	7 747	-6,4%	7 905	-4,5%	8 169	5,4%	3,3%	7 063	-10,7%	9 751	8 814	-9,6%	24,8%
Facturação ao cliente final	4 408	4 431		4 311		4 313			5 111		5 122	5 545		
Compensação tarifária	3 868	3 868		0		3 594			0		4 629	3 270		
Desvio a recuperar em t+2	0	-552		3 594		262			1 952		0	0		
Activos a remunerar (valor médio)	5 211	5 023	-3,6%	6 439	23,6%	6 020	19,8%	-6,5%	6 589	2,3%	7 769	7 772	0,0%	17,9%
Imobilizado incorpóreo líquido de amortizações (+)	0	0		0		0			2		8	8		
Imobilizado corpóreo líquido de amortizações (+)	5 342	5 026		6 458		6 027			6 606		7 776	7 779		
Imobilizado participativo líquido (-)	131	3		19		7			19		14	14		

Notas:¹ Nas colunas "Tarifas 2005", "Tarifas 2006", "Tarifas 2007" e "Tarifas 2008" a taxa de remuneração é um dado, nas restantes colunas é uma taxa de remuneração implícita, em que a taxa de remuneração do activo resulta da seguinte fórmula: vendas de energia eléctrica - total de custos + ajustamento t-2.

Os indicadores da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica são apresentados no Quadro 4-101.

Quadro 4-101 - Indicadores da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EEM

Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	Unidade	2004 real ⁽¹⁾ (1)	2005 real ⁽¹⁾ (2)	Evolução anual [(2)-(1)]/(1) % (3)	2006 real(1) (3)	Evolução anual [(3)-(2)]/(2) % (4)	Tarifas 2006 (4)	Tarifas 2007 (5)	Evolução anual [(5)-(4)]/(4) % (6)	Tarifas 2008 (6)	Evolução anual [(6)-(5)]/(5) % (7)
Custo unitário de comercialização	[€/clientes]	63,5	54,6	-14,0%	56,2	2,9%	54,3	54,4	0,1%	58,7	7,9%
Nº médio de clientes	[unidades]	121 566	124 969	2,8%	128 501	2,8%	127 472	131 040	2,8%	134 744	2,8%
Investimento anual	[10 ³ EUR]	1 821	809	-55,6%	2 358	191,5%	2 338	2 145	-8,3%	1 756	-18,1%
Custos operacionais controláveis adoptados	[10 ³ EUR]	6 936	5 889	-15,1%	6 039	2,5%	5 664	5 938	4,8%	6 392	7,7%

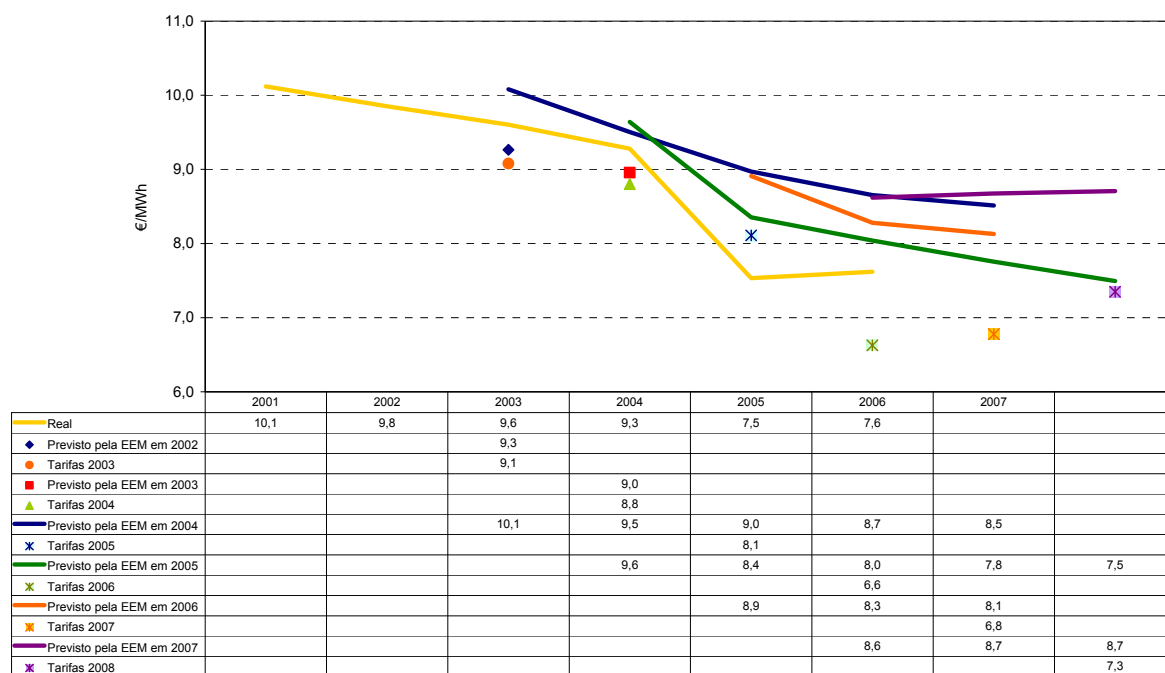
Notas: ⁽¹⁾ Custos reais aceites pela ERSE.

Em 2006, o custo unitário da comercialização (custos controláveis e não controláveis por cliente) apresenta um crescimento de 2,9%, em sequência do aumento verificado nos custos não controláveis, nomeadamente, provisões para clientes de cobrança duvidosa liquidas das utilizações de provisões e amortizações do exercício líquidas das amortizações do imobilizado participado. Em 2005, este indicador apresenta um decréscimo de 14%, justificado pela queda nos custos operacionais controláveis adoptados. Os custos operacionais controláveis da actividade de CEE aceites pela ERSE no cálculo dos proveitos permitidos para 2008 crescem 7,7% face aos valores aceites nas tarifas para 2007, sendo que o custo desta actividade por cliente apresenta um crescimento no mesmo sentido, em sequência de um aumento do peso destes custos na actividade de CEE no total dos custos da empresa, em detrimento da diminuição do peso deste custos na actividade de AGS. Ao longo dos anos 2004, 2005 e 2006, o investimento anual nesta actividade apresenta grandes oscilações, sendo que para tarifas para 2008 é previsto uma queda de cerca de 18% face ao valor aceite para tarifas para 2007.

CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

A Figura 4-54 apresenta a evolução dos custos de exploração na CEE por unidade fornecida, entre 2001 e 2008. A análise da figura permite a comparação entre os valores ocorridos entre 2001 e 2006, com os valores propostos pela EEM até 2008 e com os valores aceites pela ERSE para cálculo das tarifas. À semelhança de AGS, o valor unitário da CEE apresenta uma tendência decrescente para os valores verificados entre 2001 e 2006. O valor unitário do custo de exploração aceite pela ERSE para o cálculo das tarifas para 2008 é 1,4 €/MWh inferior ao valor enviado pela EEM para 2008. O custo de exploração unitário aceite pela ERSE nas tarifas para 2007 é superior em 0,6 €/MWh face ao valor aceite pela ERSE nas tarifas para 2007.

Figura 4-54 - Custos de exploração por unidade fornecida da CEE



Notas: Os valores reais de 2003, 2004, 2005 e 2006 são os valores aceites pela ERSE para cálculo dos ajustamentos a repercutir em $t+2$.

PROVEITOS PERMITIDOS NA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA DA RAM

A expressão constante no n.º 1 do artigo 97.º do Regulamento Tarifário define o valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica. O Quadro 4-102 apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2008.

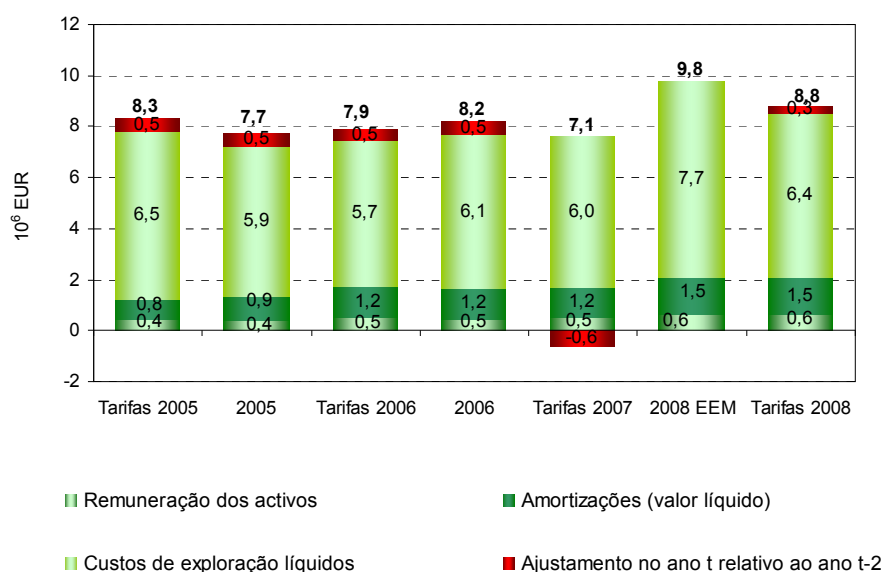
Quadro 4-102 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EEM

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2007	Tarifas 2008	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
$\bar{R}_{j,t}^{M^C}$	Proveitos permitidos em MT	677	844	24,7%
$\bar{A}_{m,j,t}^{M^C}$	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em MT, líquidas das amortizações dos activos comparticipados	101	129	27,9%
$\bar{A}_{ct,j,t}^{M^C}$	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em MT, líquido de amortizações e comparticipações	562	647	15,1%
$r_t^{M^C}$	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica (%)	8,0%	8,0%	0 p.p.
$\bar{C}_{j,t}^{M^C}$	Custos de exploração afectos a MT, aceites pela ERSE	630	656	4,2%
$\bar{S}_{j,t}^{M^C}$	Proveitos afectos a MT e que não resultam da aplicação das tarifas de Comercialização de Redes e de Comercialização	18	20	13,9%
$\Delta R_{j,t-2}^{M^C}$	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em MT relativos ao ano t-2	81	-27	-133,0%
$\bar{R}_{j,t}^{B^C}$	Proveitos permitidos em BT	6 386	7 970	24,8%
$\bar{A}_{m,j,t}^{B^C}$	Amortizações do activo afecto fixo à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BT, líquidas das amortizações dos activos comparticipados	1 067	1 348	26,3%
$\bar{A}_{ct,j,t}^{B^C}$	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BT, líquido de amortizações e comparticipações	6 027	7 125	18,2%
$r_t^{B^C}$	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica (%)	8,0%	8,0%	0 p.p.
$\bar{C}_{j,t}^{B^C}$	Custos de exploração afectos a BT, aceites pela ERSE	5 505	5 972	8,5%
$\bar{S}_{j,t}^{B^C}$	Proveitos afectos a BT e que não resultam da aplicação das tarifas de Comercialização de Redes e de Comercialização	158	180	14,1%
$\Delta R_{j,t-2}^{B^C}$	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em BT relativos ao ano t-2	511	-260	-151,0%
$\bar{R}_t^{M^C}$	Proveitos Permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	7 063	8 814	24,8%
	Energia Fornecida (MWh)	905 114	901 930	-0,4%
	Proveitos permitidos por unidade fornecida (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)	8,5	9,5	11,8%

Pela análise do quadro verifica-se um crescimento do nível dos proveitos permitidos para 2008 de cerca de 25%, face aos valores aceites nas tarifas para 2007. Não considerando os ajustamentos referentes a t-2, os proveitos permitidos nesta actividade apresentam um crescimento de 11,4% e os proveitos permitidos por unidade fornecida apresentam um acréscimo de 11,8%, face a igual período.

Na Figura 4-55 é evidenciada a desagregação dos proveitos permitidos de 2005, 2006, 2007 e 2008, aceites pela ERSE, sendo igualmente apresentada, a desagregação no nível de proveitos enviado pela EEM para 2008. Tal como nas restantes actividades, a comparação entre o valor do ano de 2006 aceite pela ERSE e o valor das tarifas de 2006 é efectuada em detalhe no documento "Ajustamentos referentes a 2006 e 2007 a repercutir nas tarifas de 2008". Os proveitos permitidos fixados para 2008 são inferiores aos valores enviados pela empresa em consequência da alteração dos custos de exploração controláveis aceites pela ERSE para 2008, apesar do facto da EEM não ter contabilizado o ajustamento relativo ao ano de 2006 nos proveitos de 2008.

Figura 4-55 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EEM

Nota: A EEM não contabilizou nos proveitos de 2008, o valor do ajustamento de 2006 a repercutir em 2008.

4.8.3 PROVEITOS PERMITIDOS À EEM PARA 2008

O nível de proveitos definidos para cada actividade regulada da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM para 2008 é apresentado no Quadro 4-103. É igualmente apresentado o nível de proveitos estipulado no processo de cálculo das tarifas para 2007.

Quadro 4-103 - Proveitos permitidos da EEM (75%)

	Unidade: 10 ³ EUR		
	Tarifas 2007	Tarifas 2008	Variação (%)
	(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	118 927	108 429	-8,8%
Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	33 400	38 648	15,7%
Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	7 063	8 814	24,8%
Proveitos permitidos da EEM	159 389	155 890	-2,2%

A actividade de CEE é a actividade que apresenta o maior crescimento sendo que a actividade de AGS, actividade com maior peso no total dos proveitos da EEM, apresenta uma variação negativa de cerca de 9% entre os valores de tarifas para 2008 e tarifas para 2007. Globalmente, o nível de proveitos da EEM apresenta um decréscimo de 2,2%, justificado pela evolução apresentada na actividade de AGS.

Contudo, o nível do ajustamento de 2006 a repercutir em 2008 contraria a trajectória mencionada anteriormente, tal como se pode observar pelo Quadro 4-104.

Quadro 4-104 - Proveitos permitidos da EEM, excluindo o ajustamento de $t-2$

	Tarifas 2007	Tarifas 2008	Variação (%)
	(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	104 620	92 879	-11,2%
Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	34 995	38 725	10,7%
Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	7 655	8 527	11,4%
Proveitos permitidos da EEM (exclui ajustamento de $t-2$)	147 269	140 131	-4,8%

Não considerando o ajustamento de $t-2$, os proveitos permitidos da EEM para 2008 decrescem 4,8% face aos proveitos considerados nas tarifas de 2007. O peso dos proveitos da actividade de AGS no total dos proveitos da EEM justifica a evolução mencionada. A actividade de CEE é a actividade que apresenta uma maior variação no nível de proveitos permitidos da EEM (+11,4%).

A diferença de -3,5 milhões de euros entre os valores dos proveitos permitidos da EEM para 2008 face aos considerados nas tarifas para 2007 resulta essencialmente da conjugação dos seguintes efeitos:

- Decréscimo de 10,57 milhões de euros relativos a custos de energia desagregados por:
- 3,14 milhões de euros referentes a custos com a aquisição de energia eléctrica; -6,54 milhões de euros relativos a custos com fuelóleo aceites e -0,89 milhões de euros relativos a custos com outros combustíveis e lubrificantes.
- Decréscimo de 0,4 milhões de euros referentes ao total de custos controláveis aceites.
- Acréscimo de 1,77 milhões de euros referentes a amortizações do exercício deduzidas das amortizações do imobilizado participado.
- Acréscimo de 0,2 milhões de euros relativos a provisões de clientes líquidas das utilizações do exercício.
- Acréscimo de 1,9 milhões de euros relativos a remuneração dos activos.
- Acréscimo de 3,6 milhões de euros referentes ao ajustamento relativo a $t-2$.

No Quadro 4-105 é sintetizado o impacte das decisões da ERSE por actividade. No cenário base são considerados os custos enviados pela EEM para 2008 corrigidos dos valores do ajustamento de 2006 aceite pela ERSE, do valor aceite no Plano de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA), do valor enviado para o Plano de Promoção do Desempenho Ambiental (PPEC), do crescimento do valor da frota automóvel com a taxa de inflação para 2008 e dos direitos de passagem relativos a 2006 e 2008. O

impacte total das decisões da ERSE face ao nível de proveitos permitidos considerado no Cenário Base é de -1,4%, correspondendo a uma redução de 2,2 milhões de euros.

Quadro 4-105 - Impacte das decisões da ERSE nos proveitos permitidos da EEM

Unidade: 10 ³ EUR											
	Tarifas 2007	Cenário base	Cenário Base /Tarifas 2007	Tarifas 2008	Tarifas 2008 /Tarifas 2007	alteração custos com pessoal	custos aceites	eficiência	inflação	Impacte total das decisões ERSE	Impacte total em % face ao Cenário base
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	118 927	109 481	-7,9%	108 429	-8,8%	-748	-313	-39	48	-1 052	-1,0%
Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	33 400	38 887	16,4%	38 648	15,7%	72	-346	-31	66	-239	-0,6%
Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	7 063	9 711	37,5%	8 814	24,8%	-785	-123	-13	25	-897	-9,2%
Proveitos permitidos da EEM	159 389	158 079	-0,8%	155 890	-2,2%	-1 462	-782	-84	138	-2 188	-1,4%

4.8.4 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

No Quadro 4-106 apresenta-se o sobrecusto por actividade da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM. Os valores das tarifas para 2007 correspondem aos valores considerados na revisão extraordinária das tarifas para esse ano.

Quadro 4-106 - Custo com a convergência tarifária na RAM

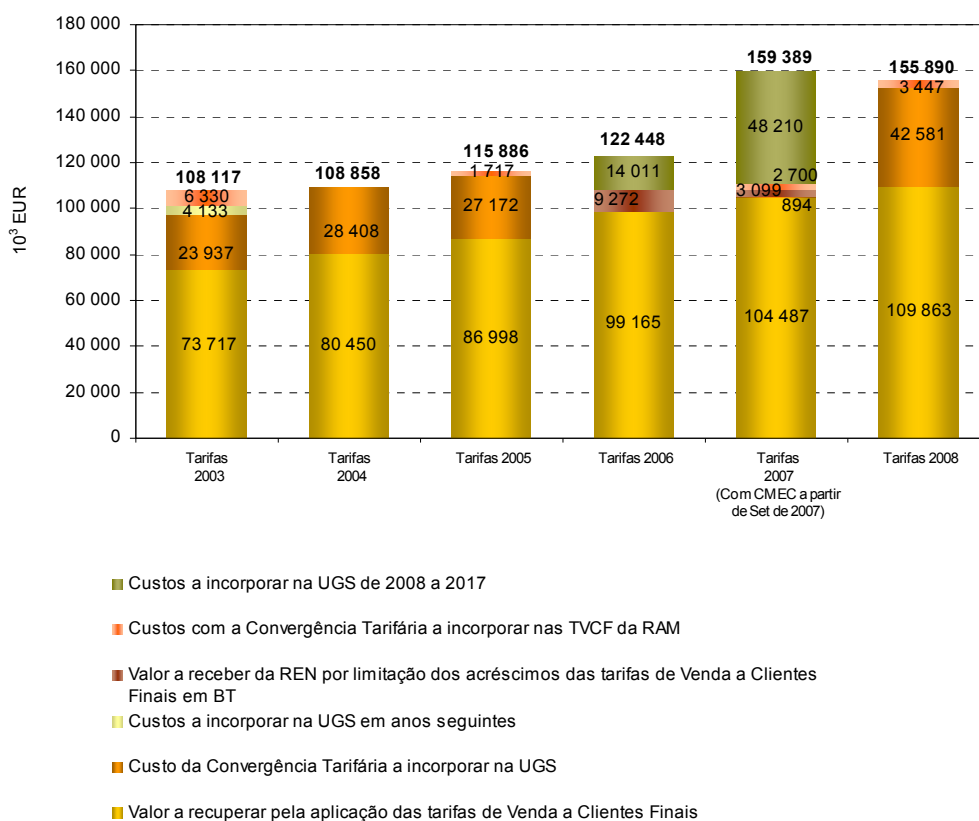
Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2007 (Com CMEC a partir de Set de 2007)	Tarifas 2008
$\tilde{S}M_t^{AGS}$	Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	43 326	27 576
$\tilde{R}_t^{M^{AGS}}$	Proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	118 927	108 429
$\tilde{R}_{AGS,t}^M$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	73 587	78 620
$\tilde{S}RAM_t^{AGS}$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à actividade de AGS da RAM	2 015	2 232
$\tilde{S}M_t^D$	Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	6 975	11 735
$\tilde{R}_{j,t}^{M^D}$	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	33 400	38 648
$\tilde{R}_{D,j,t}^M$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	25 859	25 962
$\tilde{S}RAM_{j,t}^D$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à actividade de DEE da RAM	566	950
$\tilde{S}M_t^C$	Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	1 902	3 270
$\tilde{R}_{j,t}^{M^C}$	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	7 063	8 814
$\tilde{R}_{C,j,t}^M$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes às entregas da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	5 041	5 280
$\tilde{S}RAM_{j,t}^C$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à actividade de CEE da RAM	120	265
	Custo com a Convergência Tarifária	52 203	42 581
	Custo com a convergência Tarifária de 2007, a titularizar pela empresa	48 210	0
	Défice tarifário gerado durante o ano de 2007 devido à limitação de acréscimos das tarifas de BTN, a titularizar pela empresa (1 de Janeiro a 31 de Dezembro)	3 099	0
$\tilde{R}_{Pol,t}$	Custo da Convergência Tarifária a incorporar na UGS	894	42 581

O valor do Custo com a Convergência Tarifária da RAM nas tarifas para 2008 é de 42 581 milhares de euros sendo totalmente recuperada através da tarifa de UGS.

A Figura 4-56 apresenta o nível de proveitos permitidos da EEM desagregado no valor a recuperar aplicando as tarifas de Venda a Clientes Finais, no valor do custo da convergência tarifária a incorporar na UGS, no valor dos custos a incorporar na UGS em anos seguintes, no valor dos custos a incorporar na UGS de 2008 a 2017, no valor a receber da REN por limitação dos acréscimos das tarifas de Venda a Clientes Finais em BT e no valor dos custos da convergência tarifária a incorporar nas TVCF da RAM, permitindo a comparação entre os valores de proveitos permitidos aceites para cálculo das tarifas para 2003 a 2008.

Figura 4-56 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EEM



O Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro, determina que “tendo em conta que os aumentos das tarifas para 2007 serão superiores à taxa de inflação prevista, as tarifas de venda a clientes finais a fixar para o ano de 2007 não incluirão os custos com a convergência tarifária entre o continente e as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira”. Adicionalmente, o referido decreto-lei estabelece que os custos com a convergência tarifária de 2006 (+14 011 milhares de euros) e 2007 (+48 210 milhares de

euros), não reflectidos nas tarifas, serão recuperados através da tarifa de UGS, acrescidos de juros, em prestações constantes, ao longo de um período de 10 anos, a partir de 2008.

O Quadro 4-107 apresenta o valor da anuidade referente ao ano de 2008.

Quadro 4-107 - Custo com a convergência tarifária na RAM referente a 2006 e 2007

Unidade: 10³ EUR

	2 006				2 007			Saldo final de 2007	Renda Tarifas de 2008
	Convergência tarifária de 2006	Juros	Saldo final de 2007	Renda Tarifas 2008	Convergência tarifária de 2007	Saldo final de 2007	Renda Tarifas 2008		
EEM	14 011	498	14 509	1 849	48 210	48 210	6 145	62 719	7 995

A anuidade referente ao ano 2008 é de 7 995 milhares de euros sendo este montante transferido para a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM em regime de duodécimos, durante o ano de 2008.

5 TARIFAS PARA VIGORAR EM 2008

5.1 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 18.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.

5.1.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

O regulamento tarifário aprovado em Junho de 2007 incorpora as alterações impostas pelo Decreto Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho. Este Decreto-Lei tornou efectiva a cessação dos CAE a partir de 1 de Julho de 2007, originando alterações nos preços da tarifa de Uso Global do Sistema.

Em consequência, 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 passou a ser composta por três parcelas (UGS1, UGS2 e UGS3). Os encargos mensais no âmbito dos CMEC são facturados pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT.

A parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema está associada aos custos com a gestão do sistema e a sua estrutura de preços deve respeitar a estrutura dos custos de gestão de sistema. Os preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema reflectem na totalidade um escalamento aditivo e não apresentam 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. Entre estes custos encontram-se os custos associados à remuneração dos terrenos afectos ao domínio público hídrico, os custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira. Na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema são ainda recuperados os custos com a ERSE, os custos do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Eléctrica, os custos associados à instalação e exploração do OMIP (em particular, das sociedades OMIP, S.A. e OMI Clear, S.A.), o sobrecusto associado à manutenção dos CAE que não cessaram, os custos com a Autoridade da Concorrência, os custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira que não foram incorporados na tarifa de UGS em 2006 e 2007. Importa referir que os sobrecustos da produção em regime especial decorrentes dos prémios atribuídos a este tipo de produção são incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores de redes de distribuição aos seus clientes pelo acesso às redes.

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 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. Assim, nos termos do Regulamento Tarifário e do Decreto-Lei n.º 240/2004, são transferidos mensalmente os montantes relativo aos CMEC que se encontram reflectidos no preço de potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema. 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 5-10 às respectivas quantidades facturadas pelo operador da rede de distribuição em cada mês.

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. A estrutura dos preços de energia da parcela III deve reflectir a estrutura do diferencial entre o custo marginal de produção e o custo marginal de energia. Esta parcela só foi contemplada no Regulamento Tarifário em Junho de 2007, tendo actualmente um preço nulo.

No Quadro 5-1 e no Quadro 5-2 apresentam-se, respectivamente, os preços da parcela I, II e III da tarifa de Uso Global do Sistema para 2008.

Quadro 5-1 - 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	0,0005
	Horas cheias	0,0005
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0005

Quadro 5-2 - 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	0,0049
	Horas cheias	0,0049
	Horas de vazio normal	0,0049
	Horas de super vazio	0,0049

Quadro 5-3 - Preços da parcela III (custos com o mecanismo de garantia de potência) da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT

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

No Quadro 5-4 apresentam-se os preços da tarifa de Uso Global do Sistema para 2008, resultantes da adição, termo a termo, dos preços das parcelas I, II e III.

Quadro 5-4 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT

USO GLOBAL DO SISTEMA		PREÇOS
Energia activa (EUR/kWh)		
	Horas de ponta	0,0054
	Horas cheias	0,0054
	Horas de vazio normal	0,0054
	Horas de super vazio	0,0054

No Quadro 5-5 apresentam-se os valores dos custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas a incorporar na tarifa de Uso Global do Sistema e a suportar por todos os consumidores e os custos com a convergência tarifária a incorporar nas tarifas de Venda a Clientes Finais de cada Região Autónoma.

Quadro 5-5 - Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira

Unidade: 10³ EUR

	RAA	RAM	Total
Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS	68 888	42 581	111 468
Custos associados à convergência tarifária a incorporar nas TVCF da RAA e da RAM	2 478	3 447	5 925

Os custos associados à convergência tarifária a incorporar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM em 2008 são estabelecidos por forma a que os proveitos a recuperar por essas tarifas em cada região correspondam aos proveitos obtidos por aplicação das tarifas de Portugal continental às quantidades de cada Região Autónoma em 2008. Estes custos correspondem aos valores dos parâmetros $SRAA_t$ e $SRAM_t$, definidos nas Secções VIII e IX do Capítulo V do Regulamento Tarifário, respectivamente.

Esta opção assegura que em 2008 haja uma convergência total, em termos agregados, entre os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais de cada Região Autónoma e os que seriam pagos com as tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental.

5.1.2 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

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 2008 proporcionam os proveitos permitidos em 2008, de acordo com o estabelecido no Artigo 132.º do Regulamento Tarifário.

No Quadro 5-6 apresenta-se estrutura de custos incrementais de potência contratada e em horas de ponta adoptada em 2008 é a definida no documento “Estrutura Tarifária em 2008”.

Quadro 5-6 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Transporte em 2008

EUR/kW/mês	Potência contratada	Potência horas de ponta
MAT	0,0722	0,6499
AT	0,1384	1,2454

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 e Potência, por período horário, pelos respectivos factores de ajustamento para perdas na rede de transporte.

No Quadro 5-7 e no Quadro 5-8 apresentam-se os preços destas tarifas para 2008.

Quadro 5-7 - 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	1,106
	Contratada	0,123
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	0,0152
	Recebida	0,0113

Quadro 5-8 - 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	1,847
	Contratada	0,205
Energia activa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0008
	Horas cheias	0,0007
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0005
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0008
	Horas cheias	0,0007
	Horas de vazio normal	0,0006
	Horas de super vazio	0,0006
Energia reactiva (EUR/kvarh)		
	Fornecida	0,0152
	Recebida	0,0113

5.2 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 não vinculados.

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 vinculados aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso e às entregas a clientes não vinculados 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.

5.2.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

A tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos distribuidores vinculados aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso e às entregas a clientes não vinculados é à semelhança da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pela entidade concessionária da RNT ao distribuidor vinculado em MT e AT apresentada no ponto 5.1.1 deste capítulo, composta por três componentes. 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 pela entidade concessionária da RNT ao distribuidor vinculado em MT e AT são medidas nos pontos de entrega da RNT ao distribuidor vinculado e as quantidades da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos distribuidores vinculados aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso e às entregas a clientes não vinculados, 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 distribuidor vinculado por aplicação das tarifas aos clientes. Este ajustamento reflecte a diferença entre os valores facturados pelo distribuidor vinculado 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 distribuidores vinculados apresentam-se no Quadro 5-9.

Quadro 5-9 - 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	0,0006
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0006
	Horas de super vazio	0,0006

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 e dos défices associados à limitação dos acréscimos tarifários de BT e de BTN, a recuperar pelo operador da rede de distribuição.

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).

Os preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos distribuidores vinculados apresentam-se no Quadro 5-10.

Quadro 5-10 - 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)		0,125					
Energia activa (EUR/kWh)		MAT	AT	MT	BTE	BTN>2,3 kVA	BTN≤2,3 kVA
	Horas de ponta	0,0104	0,0104	0,0105	0,0115	0,0258	0,0113
	Horas cheias	0,0104	0,0104	0,0105	0,0115	0,0258	0,0113
	Horas de vazio normal	0,0104	0,0104	0,0105	0,0115	0,0258	0,0113
	Horas de super vazio	0,0104	0,0104	0,0105	0,0115	0,0258	0,0113

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 distribuidores vinculados apresentam-se no Quadro 5-9.

Quadro 5-11 - Preços da parcela III (custos com o mecanismo de garantia de potência) da tarifa de Uso Global do Sistema

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

A tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos distribuidores vinculados resulta da soma dos três quadros anteriores e os seus preços apresentam-se no Quadro 5-12.

Quadro 5-12 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema

USO GLOBAL DO SISTEMA		PREÇOS					
Potência contratada (EUR/kW.mês)		0,125					
Energia activa (EUR/kWh)		MAT	AT	MT	BTE	BTN>2,3 kVA	BTN≤2,3 kVA
	Horas de ponta	0,0110	0,0110	0,0111	0,0121	0,0264	0,0119
	Horas cheias	0,0110	0,0110	0,0111	0,0121	0,0264	0,0119
	Horas de vazio normal	0,0110	0,0110	0,0111	0,0121	0,0264	0,0119
	Horas de super vazio	0,0110	0,0110	0,0111	0,0121	0,0264	0,0119

Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema, após conversão para os vários níveis de tensão e opções tarifárias, apresentam-se no Quadro 5-13.

Quadro 5-13 - Preços da tarifa 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	0,125	0,0110	0,0110	0,0110	0,0110
AT	4	0,125	0,0112	0,0111	0,0111	0,0111
MT	4	0,125	0,0118	0,0117	0,0116	0,0115
MT	3	0,125	0,0118	0,0117	0,0116	
BTE	3	0,125	0,0138	0,0136	0,0133	
BTN tri-horárias	3	0,125	0,0300	0,0296	0,0290	
BTN bi-horárias	2	0,125	0,0297		0,0290	
BTN simples (>20,7 kVA)	1	0,125	0,0294			
BTN simples (≤20,7 kVA e >2,3 kVA)	1	0,125	0,0294			
BTN simples (≤2,3 kVA) e social	1	0,125	0,0132			
BTN (iluminação pública)	1	-	0,0294			

5.2.2 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

As tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos distribuidores vinculados aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso e às entregas a clientes não vinculados 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 distribuidor vinculado em MT e AT, apresentadas no ponto 5.1.2 deste capítulo, adicionado dos ajustamentos a recuperar pelo distribuidor vinculado por aplicação das tarifas aos clientes. Este ajustamento reflecte a diferença entre os valores facturados pelo distribuidor vinculado 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 distribuidor vinculado em MT e AT são medidas nos pontos de entrega da RNT ao distribuidor vinculado e as quantidades das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos distribuidores vinculados aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso e às entregas a clientes não vinculados 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 distribuidores vinculados aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso e às entregas a clientes não vinculados apresentam-se no Quadro 5-14 e no Quadro 5-15.

Quadro 5-14 - 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	1,106
	Contratada	0,123
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	0,0152
	Recebida	0,0113

Quadro 5-15 - 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	2,120
	Contratada	0,236
Energia activa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0008
	Horas cheias	0,0007
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0005
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0008
	Horas cheias	0,0007
	Horas de vazio normal	0,0006
	Horas de super vazio	0,0006
Energia 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 5-16.

Quadro 5-16 - 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	2,391	0,0008	0,0007	0,0005	0,0005	0,0008	0,0007	0,0006	0,0006
MT	4	2,503	0,0008	0,0007	0,0006		0,0008	0,0007	0,0006	0,0006
MT	3	2,503	0,0008	0,0007	0,0006		0,0008	0,0007	0,0006	
BTE	3	2,684	0,0009	0,0008	0,0006		0,0009	0,0008	0,0006	
BTN tri-horárias	3	-	0,0327	0,0008	0,0006		0,0327	0,0008	0,0006	
BTN bi-horárias	2	-	0,0079		0,0006		0,0079		0,0006	
BTN simples (>20,7 kVA)	1	-	0,0051				0,0051			
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	1	-	0,0051				0,0051			
BTN simples (<=2,3 kVA) e social	1	-	0,0051				0,0051			
BTN (iluminação pública)	1	-	0,0026				0,0026			

5.2.3 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

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 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 2008 proporcionam os proveitos permitidos em 2008, de acordo com o estabelecido no Artigo 134.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 5-20 apresenta-se a estrutura de custos incrementais de potência contratada e em horas de ponta adoptada em 2008 que foram determinados de acordo com o descrito no documento “Estrutura Tarifária em 2008”.

Quadro 5-17 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em 2008

EUR/kW/mês	Potência contratada	Potência horas de ponta
AT	0,0951	0,9413
MT	0,7881	4,4791
BT	0,4763	5,2967

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 e Potência, 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 distribuidores vinculados apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 5-18 - 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	0,695
	Contratada	0,070
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	0,0155
	Recebida	0,0116

Quadro 5-19 - 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	3,307
	Contratada	0,582
Energia activa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0020
	Horas cheias	0,0017
	Horas de vazio normal	0,0010
	Horas de super vazio	0,0008
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0020
	Horas cheias	0,0017
	Horas de vazio normal	0,0010
	Horas de super vazio	0,0008
Energia reactiva (EUR/kvarh)		
	Fornecida	0,0169
	Recebida	0,0127

Quadro 5-20 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT		PREÇOS
Potência (EUR/kW.mês)		
	Horas de ponta	7,046
	Contratada	0,634
Energia activa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0031
	Horas cheias	0,0027
	Horas de vazio normal	0,0018
	Horas de super vazio	0,0013
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0032
	Horas cheias	0,0027
	Horas de vazio normal	0,0018
	Horas de super vazio	0,0013
Energia reactiva (EUR/kvarh)		
	Fornecida	0,0197
	Recebida	0,0150

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 5-21 - 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)	
				Períodos I e IV				Períodos II e III					
		horas de ponta	contratada	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Fornecida	Recebida
AT	4	0,695	0,070	0,0007	0,0006	0,0003	0,0003	0,0007	0,0006	0,0003	0,0003	0,0155	0,0116
MT	4	0,801	-	0,0007	0,0006	0,0003	0,0003	0,0007	0,0006	0,0003	0,0003	-	-
MT	3	0,801	-	0,0007	0,0006	0,0003		0,0007	0,0006	0,0003		-	-
BTE	3	0,859	-	0,0007	0,0006	0,0003		0,0007	0,0006	0,0003		-	-
BTN tri-horárias	3	-	-	0,0109	0,0006	0,0003		0,0109	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 (<=20,7 kVA)	1	-	-	0,0019				0,0019				-	-
BTN simples (<=2,3 kVA) e social	1	-	-	0,0019				0,0019				-	-
BTN (iluminação pública)	1	-	-	0,0011				0,0011				-	-

Quadro 5-22 - 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)	
				Períodos I e IV				Períodos II e III					
		horas de ponta	contratada	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Fornecida	Recebida
MT	4	3,307	0,582	0,0020	0,0017	0,0010	0,0008	0,0020	0,0017	0,0010	0,0008	0,0169	0,0127
MT	3	3,307	0,582	0,0020	0,0017	0,0009		0,0020	0,0017	0,0009		0,0169	0,0127
BTE	3	4,170	-	0,0022	0,0018	0,0010		0,0022	0,0018	0,0010		-	-
BTN tri-horárias	3	-	-	0,0517	0,0018	0,0010		0,0517	0,0018	0,0010		-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0129		0,0010		0,0129		0,0010		-	-
BTN simples (>20,7 kVA)	1	-	-	0,0083				0,0083				-	-
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	1	-	-	0,0083				0,0083				-	-
BTN simples (<=2,3 kVA) e social	1	-	-	0,0083				0,0083				-	-
BTN (iluminação pública)	1	-	-	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 5-23 - 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	3	7,046	0,634	0,0031	0,0027	0,0016		0,0197	0,0150
BTN tri-horárias	3	-	0,634	0,0218	0,0213	0,0016		-	-
BTN bi-horárias	2	-	0,634	0,0214		0,0016		-	-
BTN simples (>20,7 kVA)	1	-	0,634	0,0137				-	-
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	1	-	0,634	0,0137				-	-
BTN simples (<=2,3 kVA) e social	1	-	0,634	0,0137				-	-
BTN (iluminação pública)	1	-	-	0,0085				-	-

5.2.4 TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO DE REDES

Os preços das tarifas de Comercialização de Redes a aplicar pelos distribuidores vinculados apresentam-se no quadro seguinte.

Quadro 5-24 - Preços da tarifa de Comercialização de Redes

COMERCIALIZAÇÃO DE REDES EM MAT, AT E MT		PREÇOS
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	78,47
COMERCIALIZAÇÃO DE REDES EM BTE		PREÇOS
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	23,60
COMERCIALIZAÇÃO DE REDES EM BTN		PREÇOS
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	1,66

5.3 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.

5.3.1 TARIFA DE ENERGIA

A estrutura dos preços da tarifa de Energia (TE) deve reflectir a estrutura de preços praticados no mercado grossista. Com efeito, a estrutura destes preços deve respeitar a estrutura dos custos marginais de energia.

A tarifa de Energia, baseada em custos marginais de energia activa, aplicada às quantidades previstas para 2008, não permite obter os proveitos permitidos em 2008 na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica. Por este motivo, os custos marginais são escalados de modo a permitir obter os proveitos autorizados.

A estrutura dos custos marginais, utilizada como uma estimativa para a estrutura de preços que vigorará no mercado, é repercutida na estrutura dos preços da tarifa de Energia, por aplicação de um factor de escala multiplicativo igual por período horário.

Os custos marginais a utilizar no cálculo desta tarifa foram determinados de acordo com o descrito no estudo “Estrutura Tarifária em 2008” que está em anexo ao presente documento. No Quadro 5-25 apresentam-se os custos marginais utilizados no cálculo da tarifa de Energia.

Quadro 5-25 - Custos marginais de energia

Energia activa		EUR/MWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	45,155
	Horas cheias	43,290
	Horas de vazio normal	31,067
	Horas de super vazio	28,709
Períodos II, III	Horas de ponta	45,657
	Horas cheias	42,843
	Horas de vazio normal	32,188
	Horas de super vazio	29,200

Os preços da tarifa de Energia a aplicar pelo comercializador de último recurso são apresentados no quadro seguinte. Os preços apresentados são calculados por forma a permitir recuperar os proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica espectáveis em 2008.

Quadro 5-26 - Preços da tarifa de Energia

ENERGIA		PREÇOS
Energia activa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0606
	Horas cheias	0,0581
	Horas de vazio normal	0,0417
	Horas de super vazio	0,0386
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0613
	Horas cheias	0,0575
	Horas de vazio normal	0,0432
	Horas de super vazio	0,0392

Os preços de energia da TE convertidos nos vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se no Quadro 5-27.

Quadro 5-27 - 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	0,0605	0,0580	0,0416	0,0384	0,0611	0,0574	0,0431	0,0391
AT	4	0,0616	0,0589	0,0422	0,0389	0,0623	0,0583	0,0437	0,0396
MT	4	0,0644	0,0614	0,0436	0,0401	0,0652	0,0608	0,0451	0,0408
MT	3	0,0644	0,0614	0,0422		0,0652	0,0608		0,0434
BTE	3	0,0694	0,0651	0,0454		0,0694	0,0651	0,0454	
BTN tri-horárias	3	0,0694	0,0650	0,0456		0,0694	0,0650	0,0456	
BTN bi-horárias	2	0,0660		0,0456		0,0660		0,0456	
BTN simples (>20,7 kVA)	1		0,0581				0,0581		
BTN simples (<=20,7 kVA)	1		0,0581				0,0581		
BTN simples (<=2,3 kVA) e social	1		0,0581				0,0581		
BTN (iluminação pública)	1		0,0516				0,0516		

5.3.2 TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO

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

Quadro 5-28 - Preços da tarifa de Comercialização

COMERCIALIZAÇÃO EM MAT, AT E MT		PREÇOS
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	12,67
COMERCIALIZAÇÃO EM BTE		PREÇOS
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	5,15
COMERCIALIZAÇÃO EM BTN		PREÇOS
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	1,27

5.4 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL

Na presente secção apresentam-se os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2008.

Estes preços dependem dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do ano de 2007 e da variação tarifária que depende, por um lado, dos custos do sector eléctrico e, portanto, dos proveitos permitidos em cada actividade, e por outro, do mecanismo de limitação de acréscimos resultantes da convergência para tarifas aditivas estabelecido no Regulamento Tarifário, que permite a aplicação do princípio da aditividade tarifária.

5.4.1 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, Comercialização de Redes, Energia e Comercialização.

As tarifas de Venda a Clientes Finais resultantes da aplicação do princípio da aditividade tarifária 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 clientes face à evolução das tarifas. Esta estabilidade é garantida no Regulamento Tarifário através do mecanismo de limitação de acréscimos resultantes da convergência para tarifas aditivas previsto no artigo 138.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 com base em tarifas aditivas e o processo de convergência para as mesmas é descrita no documento “Estrutura Tarifária em 2008”.

Nos quadros seguintes apresentam-se as variações dos preços de 2007 para 2008, de todas as opções tarifárias das tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, obtidas pela aplicação do mecanismo de limitação de acréscimos resultantes da convergência para tarifas aditivas.

Quadro 5-29 - Variações médias por opção tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2007 para 2008

Variação média diferenciada por opção tarifária, 2008/2007 em %	MAT	AT CU	AT MU	AT LU				
	3,91	2,37	3,91	3,91				
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2008/2007 em %	MT CU	MT MU	MT LU					
	1,97	2,47	2,80					
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2008/2007 em %	BTE MU	BTE LU	BTN > Simples	BTN > MU	BTN > LU	BTN Sazonal >		
	2,28	2,87	2,48	3,91	3,91	3,91		
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2008/2007 em %	BTN <=2,3 kVA Simples	BTN < Simples	BTN < Bi-horária	BTN Sazonal < Simples	BTN Sazonal < Bi-horária	BTN Sazonal < Tri-horária	Iluminação Pública	BTN < Social
	3,91	2,61	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91

Quadro 5-30 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em MAT, AT e MT de 2007 para 2008

Variação diferenciada por termo tarifário, 2008/2007 em %	Energia activa								Potência		Termo Fixo	Energia reactiva	
	Período I e IV				Período II e III				Contratada	Horas de ponta		Fornecida	Recebida
	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio					
MAT	3,86	4,91	4,91	4,91	4,38	4,91	4,91	4,91	-2,42	-4,66	4,91	3,05	3,05
AT CU	-0,43	2,17	4,91	4,91	-0,40	2,15	4,91	4,91	0,23	-3,04	4,91	3,05	3,05
AT MU	2,95	4,91	4,91	4,91	2,89	4,91	4,91	4,91	0,87	2,27	4,91	3,05	3,05
AT LU	3,60	4,91	4,91	4,91	3,70	4,91	4,91	4,91	-4,54	-0,47	4,91	3,05	3,05
MT CU	-0,11	1,53	4,91	4,91	-0,10	1,51	4,91	4,91	4,91	0,21	4,91	3,05	3,05
MT MU	0,59	3,96	4,91	4,91	0,33	2,36	4,91	4,91	0,24	1,60	4,91	3,05	3,05
MT LU	-0,17	4,91	4,91	4,91	-0,45	3,49	4,91	4,91	-2,92	2,00	4,91	3,05	3,05

Quadro 5-31 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTE de 2007 para 2008

Variação diferenciada por termo tarifário, 2008/2007 em %	Energia activa			Potência		Termo Fixo	Energia reactiva	
				Contratada	Horas de ponta		Fornecida	Recebida
	Ponta	Cheias	Vazio					
BTE MU	-0,11	1,86	4,91	4,91	4,91	4,91	3,05	3,05
BTE LU	-2,78	4,91	4,91	-3,98	4,91	4,91	3,05	3,05

Quadro 5-32 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTN > 20,7 kVA de 2007 para 2008

Variação diferenciada por termo tarifário, 2008/2007 em %	Energia activa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA		
	Ponta	Cheias	Vazio	27,6	34,5	41,4
BTN > Simples	4,91			1,94	1,94	1,93
BTN > MU	3,59	4,91	4,91	0,68	0,63	0,59
BTN > LU	4,91	4,91	4,91	1,94	1,94	1,93
BTN Sazonal >	1,38	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91

Quadro 5-33 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTN <= 20,7 kVA de 2007 para 2008

Variação diferenciada por termo tarifário, 2008/2007 em %	Energia activa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA									
	Pontas	Cheias	Vazio	1,15	2,3	3,45	4,6	5,75	6,9	10,35	13,8	17,25	20,7
BTN< Social	3,63			5,01	5,01								
BTN<=2,3 kVA Simples	3,54			4,91	4,91								
BTN< Simples	4,91					1,44	-2,07	-4,15	-5,53	-7,49	-8,56	-9,12	-9,62
BTN< Bi-horária	4,91	4,91	2,09			1,74	1,51	1,36	1,14	1,02	0,95	0,89	
BTN Sazonal< Simples	3,65					4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91
BTN Sazonal< Bi-horária	3,28	4,91	4,91			4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	
BTN Sazonal < Tri-horária	2,09	3,85	4,91			3,81	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91
Iluminação Pública	3,91												

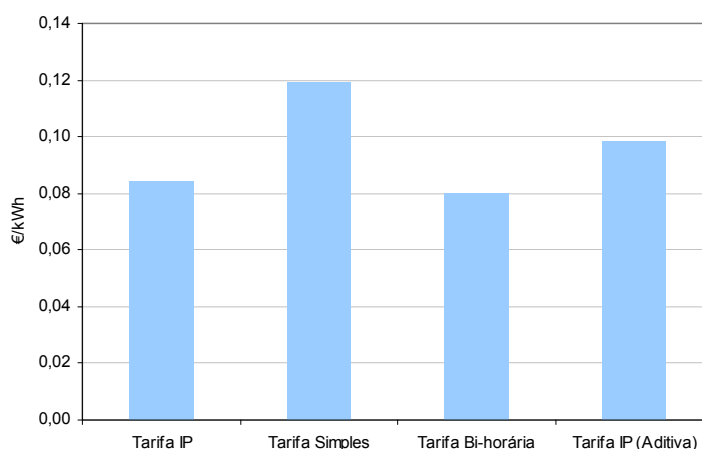
5.4.2 FORNECIMENTOS DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA NO CONTINENTE

No Despacho que publicou as tarifas de energia eléctrica a vigorar em 2005, foi incluída uma regra de facturação opcional para os fornecimentos de Iluminação Pública. Esta regra justificou-se pela diferença verificada entre a aplicação a estes fornecimentos da tarifa de Iluminação Pública e da tarifa de BTN bi-horária, com vantagem para esta última. Como foi demonstrado em 2005, esta diferença não era justificada pela estrutura de custos do sector mas sim pela não aditividade das tarifas de venda a clientes finais. Assim sendo, e tendo em consideração não só o grau de previsibilidade do perfil de consumo dos fornecimentos de Iluminação Pública (bastante superior aos restantes fornecimentos) como também o custo associado à alteração dos equipamentos de medição em cerca de 40 mil pontos de entrega de Iluminação Pública, foi determinado a aplicação opcional da referida regra de facturação a estes fornecimentos, permitindo assim fazer face às preocupações legítimas destes consumidores reduzindo significativamente os custos para o sector eléctrico resultantes desta alteração de opção tarifária.

Saliente-se que os consumidores de Iluminação Pública, tal como todos os outros, são livres de escolher a opção tarifária que melhor se adequa às suas necessidades. Adicionalmente, o comercializador de último recurso tem a obrigação de orientar os consumidores para que estes possam informadamente efectuar as melhores escolhas.

A Figura 5-1 apresenta os preços médios dos fornecimentos de Iluminação pública valores tomando como referência as tarifas de 2008.

Figura 5-1 - Preço médio dos fornecimentos de Iluminação Pública aplicando diferentes opções tarifárias



Legenda: Tarifa IP - Tarifa de Iluminação Pública; Tarifa IP (Aditiva) - Tarifa de Iluminação Pública Aditiva.

À semelhança dos cálculos efectuados no passado, os valores anteriores utilizaram como pressupostos uma potência contratada de 6,9 kVA, uma utilização da potência contratada de 4010 horas no ano e uma repartição de consumos de 26,3% no período fora de vazio e de 73,7% no período de vazio. A aplicação da tarifa bi-horária resulta num preço médio de fornecimento inferior em 5,3% ao que resulta da tarifa de Iluminação Pública, considerando as tarifas de Venda a Clientes Finais em 2008. Assim, verifica-se que, face aos preços agora estabelecidos, o interesse em manter a aplicação desta regra transitória diminui.

Na Figura 5-1 é possível verificar que o preço resultante da aplicação de tarifas aditivas aos fornecimentos de Iluminação Pública é inferior aos restantes. Com efeito, a presente distorção tarifária que observamos nas actuais tarifas deixará de existir a partir do momento que se avance significativamente no processo de convergência para tarifas aditivas previsto no Regulamento Tarifário.

Tendo em conta a manutenção dos pressupostos verificados em 2005, 2006 e 2007, e apresentados no documento Parâmetros e Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2005, considera-se propor a manutenção da aplicação transitória, em 2008, 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.

A regra de facturação transitória é a seguinte:

- a) A opção tarifária a aplicar depende da potência contratada estimada. Para um valor de potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA aplica-se a tarifa bi-horária de $BTN \leq 20,7\text{kVA}$. Caso o valor se situe entre 20,7 e 21,4 kVA, aplica-se a tarifa tri-horária de $BTN > 20,7\text{kVA}$, Longas Utilizações.

Para valores de potência contratada estimada superiores a 41,4 kVA aplica-se a tarifa de BTE Longas Utilizações.

- b) A potência contratada estimada, a adoptar em cada período de facturação, é encontrada de acordo com a seguinte fórmula:

$$P_C = \frac{0,1001 \times W}{N_D}$$

Em que P_C é a potência contratada estimada por consumidor de Iluminação Pública, para o período de facturação e N_D é o número de dias do período de facturação em causa.

- c) As energias por período horário são estimadas da seguinte forma:

- Quando a potência contratada estimada é inferior ou igual a 20,7kVA adopta-se o seguinte procedimento:

A conversão da energia total medida para a energia dos dois períodos horários de fora de vazio e de vazio deverá seguir a seguinte metodologia:

$$W_{FV} = 0,263 \times W$$

$$W_V = 0,737 \times W$$

Em que,

W é a energia total medida, W_{FV} é a energia fora de vazio a facturar e W_V é a energia de vazio a facturar.

Às quantidades apuradas deverão ser aplicados os preços de energia em vigor da tarifa bi-horária aplicável, tendo em conta o valor da potência contratada estimada.

O escalão de potência contratada da tarifa bi-horária a aplicar, corresponde ao escalão imediatamente acima do valor da potência contratada estimada.

- Quando a potência contratada estimada se situa entre 20,7 kVA e 41,4 kVA adopta-se o seguinte procedimento:

A conversão da energia total medida para a energia dos três períodos horários de ponta, cheias e vazio deverá seguir a seguinte metodologia:

$$W_p = 0,136 \times W$$

$$W_c = 0,127 \times W$$

$$W_V = 0,737 \times W$$

Em que,

W é a energia total medida, W_p é a energia em horas de ponta a facturar, W_c é a energia em horas cheias a facturar e W_V é a energia de vazio a facturar.

Às quantidades apuradas deverão ser aplicados os preços de energia em vigor da tarifa tri-horária aplicável, tendo em conta o valor da potência contratada estimada.

O escalão de potência contratada da opção tarifária tri-horária a aplicar, corresponde ao escalão imediatamente acima do valor da potência contratada estimada.

- Quando a potência contratada estimada é superior a 41,4kVA adopta-se o seguinte procedimento:

A conversão da energia total medida para a energia dos três períodos horários de ponta, cheias e vazio deverá seguir a seguinte metodologia:

$$W_p = 0,136 \times W$$

$$W_c = 0,127 \times W$$

$$W_V = 0,737 \times W$$

Em que,

W é a energia total medida, W_p é a energia em horas de ponta a facturar, W_c é a energia em horas de ponta a facturar e W_V é a energia de vazio a facturar.

Às quantidades apuradas deverão ser aplicados os preços de energia em vigor da tarifa de BTE aplicável, tendo em conta o valor da potência contratada estimada.

A potência em horas de ponta a facturar deve ser estimada de acordo com a seguinte fórmula:

$$P_p = \frac{0,0341 \times W}{N_D}$$

Em que P_p é a potência em horas de ponta estimada por ponto de entrega de iluminação pública, para o período de facturação e N_D é o número de dias do período de facturação em causa.

A presente regra de facturação vigorará transitoriamente durante o ano de 2008.

Saliente-se, no entanto, que a adesão a esta regra de facturação é opcional não podendo ser retirado o direito do cliente poder optar por outra opção tarifária do comercializador de último recurso, ou de escolher outro fornecedor no âmbito do mercado, à semelhança do aplicável a todos os consumidores de energia eléctrica.

Esta regra de facturação é também aplicável na RAA e na RAM seguindo a mesma metodologia e respeitando os mesmos parâmetros publicados para Portugal continental. No caso da RAA deve ser aplicada a tarifa bi-horária para potências estimadas inferiores ou iguais a 17,25 kVA, a tri-horária para potências estimadas superiores a 17,25 kVA e para potências estimadas superiores a 215 kVA a tarifa de BTE. No caso da RAM deve ser aplicada a tarifa bi-horária para potências estimadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA, a tri-horária para potências estimadas superiores a 20,7 kVA e para potências estimadas superiores a 62,1 kVA a tarifa de BTE.

5.4.3 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO PARA VIGORAR EM 2008

As tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorar em 2008 apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 5-34 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorar em 2008

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MAT		PREÇOS
Termo tarifário fixo (EUR/mês)		89,44
Potência (EUR/kW.mês)		
	Horas de ponta	5,080
	Contratada	0,570
Energia activa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0724
	Horas cheias	0,0548
	Horas de vazio normal	0,0354
	Horas de super vazio	0,0330
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0727
	Horas cheias	0,0570
	Horas de vazio normal	0,0377
	Horas de super vazio	0,0352
Energia reactiva (EUR/kvarh)		
	Fornecida	0,0152
	Recebida	0,0113

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM AT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo (EUR/mês)		89,74	
Potência (EUR/kW.mês)			
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	4,825	
	Contratada	0,707	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	4,576	
	Contratada	0,503	
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	12,601	
	Contratada	0,274	
Energia activa (EUR/kWh)			
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0760
		Horas cheias	0,0589
		Horas de vazio normal	0,0393
		Horas de super vazio	0,0368
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0761
		Horas cheias	0,0612
		Horas de vazio normal	0,0416
		Horas de super vazio	0,0389
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0915
		Horas cheias	0,0612
		Horas de vazio normal	0,0424
		Horas de super vazio	0,0397
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0938
		Horas cheias	0,0637
		Horas de vazio normal	0,0436
		Horas de super vazio	0,0403
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1198
		Horas cheias	0,0733
		Horas de vazio normal	0,0437
		Horas de super vazio	0,0410
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1201
		Horas cheias	0,0729
		Horas de vazio normal	0,0450
		Horas de super vazio	0,0415
Energia reactiva (EUR/kvarh)			
	Fornecida	0,0155	
	Recebida	0,0116	

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	
Potência		(EUR/kW.mês)	
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	6,995	
	Contratada	1,205	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	7,490	
	Contratada	1,019	
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	12,574	
	Contratada	0,377	
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1007
		Horas cheias	0,0734
		Horas de vazio normal	0,0464
		Horas de super vazio	0,0434
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1044
		Horas cheias	0,0755
		Horas de vazio normal	0,0483
		Horas de super vazio	0,0449
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1072
		Horas cheias	0,0761
		Horas de vazio normal	0,0472
		Horas de super vazio	0,0443
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1140
		Horas cheias	0,0765
		Horas de vazio normal	0,0500
		Horas de super vazio	0,0465
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1825
		Horas cheias	0,0860
		Horas de vazio normal	0,0534
		Horas de super vazio	0,0500
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1826
		Horas cheias	0,0860
		Horas de vazio normal	0,0536
		Horas de super vazio	0,0500
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0169	
	Recebida	0,0127	

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTE		PREÇOS
Termo tarifário fixo (EUR/mês)		26,72
Potência (EUR/kW.mês)		
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	9,371
	Contratada	0,408
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	14,237
	Contratada	1,078
Energia activa (EUR/kWh)		
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,1851
	Horas cheias	0,0928
	Horas de vazio	0,0579
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,1188
	Horas cheias	0,0819
	Horas de vazio	0,0501
Energia reactiva (EUR/kvarh)		
	Fornecida	0,0197
	Recebida	0,0150

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS
Potência (kVA; EUR/mês)		
Tarifa simples	27,6	42,57
	34,5	52,80
	41,4	63,02
Tarifa de médias utilizações	27,6	53,60
	34,5	66,72
	41,4	79,84
Tarifa de longas utilizações	27,6	233,88
	34,5	292,35
	41,4	350,80
Energia activa (EUR/kWh)		
Tarifa simples		0,1147
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,2290
	Horas cheias	0,1008
	Horas de vazio	0,0550
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,1342
	Horas cheias	0,0767
	Horas de vazio	0,0497

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA)		PREÇOS
Potência	(kVA; EUR/mês)	
Tarifa simples	3,45	5,74
	4,6	7,45
	5,75	9,15
	6,9	10,85
	10,35	15,70
	13,8	20,61
	17,25	25,42
	20,7	30,42
Tarifa bi-horária	3,45	8,32
	4,6	10,67
	5,75	13,02
	6,9	15,37
	10,35	21,99
	13,8	28,71
	17,25	35,26
	20,7	42,14
Energia activa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1143
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1132
	Horas de vazio	0,0614

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ($\leq 2,3$ kVA)		PREÇOS
Potência	(kVA; EUR/mês)	
Tarifa social	1,15	0,51
	2,3	1,04
Tarifa simples	1,15	2,04
	2,3	4,16
Energia activa		EUR/kWh
Tarifa social		0,1104
Tarifa simples		0,1104

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL ($> 20,7$ kVA)		PREÇOS
Potência	(kVA; EUR/mês)	
Tarifa tri-horária	27,6	17,97
	34,5	22,46
	41,4	26,94
Energia activa		(EUR/kWh)
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2450
	Horas cheias	0,1145
	Horas de vazio	0,0566

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (<=20,7 kVA)		PREÇOS
Potência	(kVA; EUR/mês)	
Tarifa simples	3,45	1,29
	4,6	1,81
	5,75	2,33
	6,9	2,85
	10,35	4,31
	13,8	5,79
	17,25	7,24
	20,7	8,76
Tarifa bi-horária	3,45	3,80
	4,6	4,32
	5,75	4,85
	6,9	5,37
	10,35	6,82
	13,8	8,31
	17,25	9,75
	20,7	11,28
Tarifa tri-horária	3,45	5,59
	4,6	5,79
	5,75	5,79
	6,9	5,79
	10,35	5,79
	13,8	5,79
	17,25	7,24
	20,7	8,76
Energia activa (EUR/kWh)		
Tarifa simples		0,1531
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1531
	Horas de vazio	0,0607
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2365
	Horas cheias	0,1145
	Horas de vazio	0,0607

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BT (ILUMINAÇÃO PÚBLICA)		PREÇOS
Energia activa (EUR/kWh)		0,0842

5.5 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 por actividade aos fornecimentos a clientes da RAA, adicionados dos custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema, nos termos do Artigo 140.º do Regulamento Tarifário.

A diferença entre este 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 UGS e a pagar por todos os consumidores. Adicionalmente, a parcela SRAA deve ser incorporada nas tarifas da RAA por forma a que o conjunto de proveitos a recuperar não seja inferior ao que resulta da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais do continente de 2008 na RAA.

Quadro 5-35 - 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	68 888
Custos com a convergência tarifária a incorporar nas TVCF da RAA	2 478

Os custos com a convergência tarifária na Região Autónoma, a incorporar em 2008, respectivamente, nas tarifas da RAA e na tarifa UGS, são apresentados no Quadro 5-36 e no Quadro 5-37.

**Quadro 5-36 - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores
a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA**

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos e custos
(1)	Proveitos TVCF RAA em 2008	95 269
(2)	Proveitos Tarifas Aditivas em 2008	92 790
(1) - (2)	Custos com a convergência tarifária a incorporar nas TVCF da RAA (SRAA)	2 478

**Quadro 5-37 - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores
a recuperar na tarifa UGS**

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos e custos
(1)	Proveitos permitidos à EDA em 2008	164 156
(2)	Proveitos TVCF RAA em 2008	95 269
(1) - (2)	Custos com a convergência tarifária de 2008 a incorporar na tarifa UGS	68 888

Na RAA, à semelhança de Portugal continental, aplicam-se em 2008 à facturação, por ponto de entrega, dos fornecimentos de energia eléctrica para iluminação pública relativos a opções tarifárias cujo equipamento de medida não esteja adequado para a respectiva opção tarifária, as regras definidas em 5.3.2.

5.5.1 CONVERGÊNCIA E ADITIVIDADE TARIFÁRIA

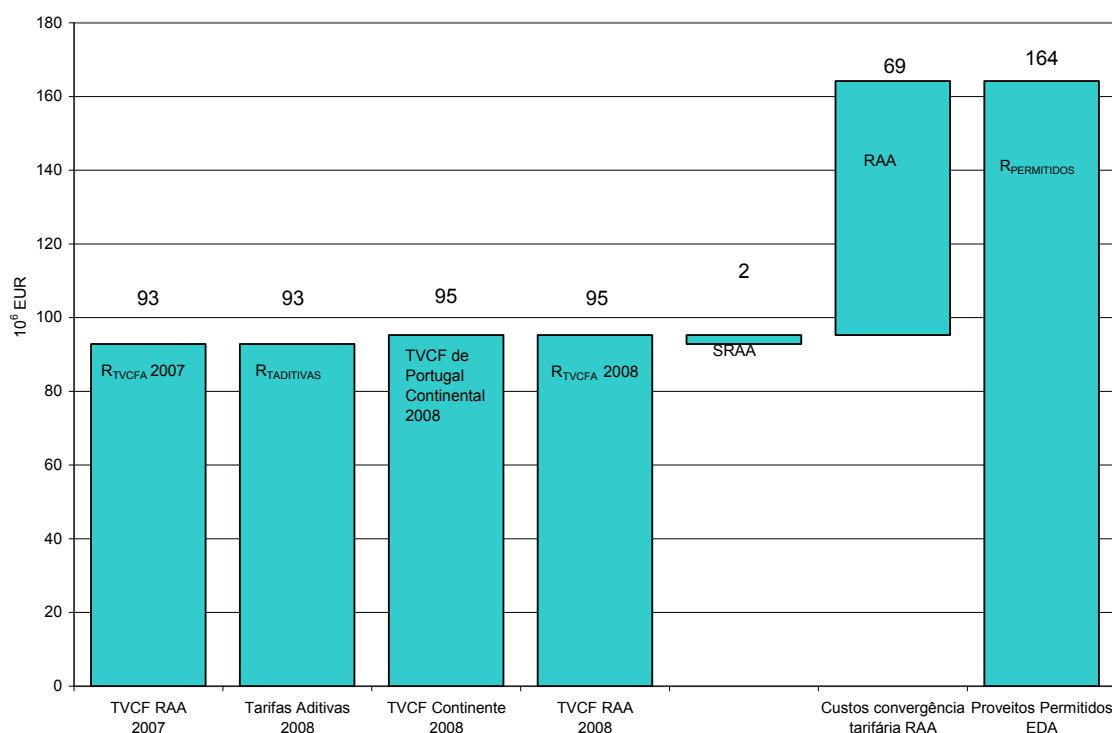
O princípio da convergência tarifária nas Regiões Autónomas pressupõe que os preços pagos pela energia eléctrica pelos consumidores da região sejam iguais aos que seriam pagos com a aplicação das tarifas de Portugal continental a esses mesmos fornecimentos.

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 opção tarifária e, por fim, nos preços das diversas variáveis de facturação de cada opção tarifária, ou seja, no preço médio pago por cada cliente. Naturalmente, a existência de tarifas com preços iguais por variável de facturação em Portugal continental e na Região Autónoma conduziria à igualdade de preços por opção tarifária e à do preço médio global da Região Autónoma.

O processo de convergência tarifária entre Portugal continental e a Região Autónoma dos Açores, com base numa estrutura tarifária aditiva, e a respectiva limitação de acréscimos nas tarifas de Venda a Clientes Finais na RAA em 2008 encontra-se descrito em anexo no documento “Estrutura Tarifária em 2008”.

Na Figura 5-2 apresentam-se os proveitos a recuperar em 2007 pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA evidenciando-se os custos com a convergência tarifária a incluir na UGS.

Figura 5-2 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2008 da RAA



R_{TVCFA} - Proveitos obtidos pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA

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

R_{TADITIVAS} - Proveitos obtidos pela aplicação das tarifas aditivas de Portugal Continental

SRAA - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores a incorporar nas TVCF da RAA

A aplicação em 2008 na Região Autónoma dos Açores de tarifas de Venda a Clientes Finais iguais às de 2007 proporcionaria 93 milhões de euros. A aplicação das tarifas aditivas do Continente proporciona 93 milhões de euros, valor inferior em 2 milhões de euros ao que se obteria por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais do continente de 2008 na RAA. Os custos com a convergência tarifária a incluir na UGS em anos posteriores resultam da diferença entre os proveitos permitidos nas actividades reguladas da EDA e o valor resultante da aplicação das TVCF do continente às quantidades da RAA.

Nos quadros seguintes apresentam-se as variações dos preços, de todas as opções tarifárias da RAA, de 2007 para 2008, obtidas pela aplicação do mecanismo de convergência e aditividade tarifária. Nas

opções tarifárias onde não existem quantidades, logo não havendo a preocupação de limitação de impactes tarifários, observam-se variações tarifárias associadas com a aplicação das tarifas aditivas.

Quadro 5-38 - Variações médias nas opções tarifárias na RAA de 2007 para 2008

Variação média diferenciada por opção tarifária, 2008/2007 em %	MT	MT (Organismos)	MT (Outros Cons.)				
	2,61	-0,46	0,25				
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2008/2007 em %	BTE	BTE (Organismos)	BTE (Outros Cons.)	BTN >	BTN > (Organismos)	BTN > (Outros Cons.)	
	2,50	1,41	2,54	3,18	2,44	3,64	
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2008/2007 em %	BTN <=2,3 kVA Simples	BTN < Simples	BTN < Bi-horária	BTN < Simples (Org.)	BTN < Bi-horária (Org.)	Iluminação Pública	BTN < Social
	2,61	3,31	3,91	2,38	3,91	3,91	3,91

Quadro 5-39 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de MT de 2007 para 2008 na RAA

Variação diferenciada por termo tarifário, 2008/2007 em %	Energia activa						Potência		Termo Fixo	Energia reactiva	
	Período I e IV			Período II e III			Contratada	Horas de ponta		Fornecida	Recebida
	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio					
MT	1,62	2,59	4,91	1,62	2,31	4,91	1,18	2,36	4,91	4,91	4,91
MT organismos	-4,18	-1,56	4,91	-4,17	-1,65	4,91	-5,54	4,91	4,91	-4,22	4,91
MT outros consumidores	-2,74	-0,67	4,91	-2,66	-0,76	4,91	-3,45	4,91	4,91	-3,08	4,91

Quadro 5-40 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTE de 2007 para 2008 na RAA

Variação diferenciada por termo tarifário, 2008/2007 em %	Energia activa			Potência		Termo Fixo	Energia reactiva	
				Contratada	Horas de ponta		Fornecida	Recebida
	Ponta	Cheias	Vazio					
BTE	0,64	1,38	4,91	0,23	4,91	4,91	1,46	4,91
BTE organismos	-2,76	0,02	4,91	4,48	4,91	4,91	0,62	4,91
BTE outros consumidores	0,35	1,79	4,91	1,77	4,91	4,91	1,25	4,91

Quadro 5-41 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada superior a 17,25 kVA de 2007 para 2008 na RAA

Variação diferenciada por termo tarifário, 2008/2007 em %	Energia activa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA											
	Ponta	Cheias	Vazio	20,7	27,6	34,5	41,4	55,2	69	103,5	110,4	138	172,5	207	215
BTN > 17,25 kVA	2,65	4,91	4,91	-1,48	-1,78	-1,96	-2,09	-2,25	-2,34	-2,47	-2,49	-2,54	-2,57	-2,60	-2,61
BTN > 17,25 kVA organismos	1,64	2,21	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91
BTN > 17,25 kVA outros consumidores	1,87	4,83	4,91	4,91	4,91	4,23	3,73	3,58	3,54	3,49	3,48	3,46	3,45	3,44	3,43
BTN Sazonal > 17,25 kVA	11,71			11,54	11,69	11,78	11,84								

Quadro 5-42 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada até 17,25 kVA de 2007 para 2008 na RAA

Variação diferenciada por termo tarifário, 2008/2007 em %	Energia activa		Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA						
	Fora de Vazio	Vazio	1,15	3,45	6,9	10,35	13,8	17,25	
BTN ≤ 17,25 kVA Social	3,40		4,91						
BTN ≤ 2,3 kVA Simples	2,06		4,91						
BTN ≤ 17,25 kVA Simples	4,91			1,52	-4,41	-8,10	-10,05	-11,26	
BTN ≤ 17,25 kVA Bi-horária	4,91	4,91		1,73	0,98	0,66	0,49	0,38	
BTN ≤ 17,25 kVA Simples organismos	4,91			2,49	-5,29	-10,39	-13,14	-14,87	
BTN ≤ 17,25 kVA Bi-horária organismos	4,91	4,91		2,80	2,17	1,89	1,73	1,62	
BTN Sazonal ≤ 17,25 kVA	-4,22			10,01	10,71	11,07	11,29	11,44	
Iluminação Pública	3,91								

5.5.2 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA PARA VIGORAR EM 2008

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorar em 2008, resultantes do mecanismo de convergência para tarifas aditivas, apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 5-43 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorar em 2008

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM MT TRI-HORÁRIA		PREÇOS
Termo tarifário fixo (EUR/mês)		46,32
Potência (EUR/kW.mês)		
	Horas de ponta	7,349
	Contratada	0,973
Energia activa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1008
	Horas cheias	0,0815
	Horas de vazio	0,0452
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1017
	Horas cheias	0,0845
	Horas de vazio	0,0462
Energia reactiva (EUR/kvarh)		
	Fornecida	0,0166
	Recebida	0,0116

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM MT ORGANISMOS E OUTROS CONSUMIDORES		PREÇOS
Termo tarifário fixo (EUR/mês)		47,88
Potência (EUR/kW.mês)		
Tarifa Organismos	Horas de ponta	7,129
	Contratada	0,944
Tarifa Outros consumidores	Horas de ponta	6,868
	Contratada	0,933
Energia activa (EUR/kWh)		
Tarifa Organismos	Períodos I, IV	Horas de ponta 0,1006
		Horas cheias 0,0873
		Horas de vazio 0,0512
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1015
	Horas cheias	0,0868
	Horas de vazio	0,0526
Tarifa Outros Consumidores	Períodos I, IV	Horas de ponta 0,1013
		Horas cheias 0,0873
		Horas de vazio 0,0506
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1018
	Horas cheias	0,0869
	Horas de vazio	0,0512
Energia reactiva (EUR/kvarh)		
Tarifa Organismos	Fornecida	0,0213
	Recebida	0,0136
Tarifa Outros consumidores	Fornecida	0,0218
	Recebida	0,0135

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTE TRI-HORÁRIA		PREÇOS
Termo tarifário fixo (EUR/mês)		25,66
Potência (EUR/kW.mês)		
	Horas de ponta	15,960
	Contratada	0,9413
Energia activa (EUR/kWh)		
	Horas de ponta	0,1092
	Horas cheias	0,0985
	Horas de vazio	0,0535
Energia reactiva (EUR/kvarh)		
	Fornecida	0,0229
	Recebida	0,0148

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTE ORGANISMOS E OUTROS CONSUMIDORES		PREÇOS
Termo tarifário fixo (EUR/mês)		25,64
Potência (EUR/kW.mês)		
Tarifa Organismos	Horas de ponta	16,333
	Contratada	0,846
Tarifa Outros consumidores	Horas de ponta	15,246
	Contratada	0,897
Energia activa (EUR/kWh)		
Tarifa Organismos	Horas de ponta	0,1220
	Horas cheias	0,1001
	Horas de vazio	0,0495
Tarifa Outros consumidores	Horas de ponta	0,1217
	Horas cheias	0,0998
	Horas de vazio	0,0506
Energia reactiva (EUR/kvarh)		
Tarifa Organismos	Fornecida	0,0227
	Recebida	0,0156
Tarifa Outros consumidores	Fornecida	0,0244
	Recebida	0,0147

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>17,25 kVA) TRI-HORÁRIA		PREÇOS
Potência	(EUR/mês)	
Tarifa Tri-horária	20,7	26,32
	27,6	34,60
	34,5	42,88
	41,4	51,16
	55,2	67,72
	69,0	84,28
	103,5	125,67
	110,4	133,95
	138,0	167,07
	172,5	208,46
	207,0	249,86
	215,0	259,46
Energia activa	(EUR/kWh)	
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,2293
	Horas cheias	0,1193
	Horas de vazio	0,0614

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>17,25 kVA) ORGANISMOS		PREÇOS
Potência	(EUR/mês)	
Tarifa Organismos	20,7	16,08
	27,6	20,59
	34,5	25,10
	41,4	29,61
	55,2	38,63
	69,0	47,66
	103,5	70,21
	110,4	74,72
	138,0	92,76
	172,5	115,31
	207,0	137,86
	215,0	143,09
Energia activa	(EUR/kWh)	
Tarifa Organismos	Horas de ponta	0,2584
	Horas cheias	0,1262
	Horas de vazio	0,0484

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>17,25 kVA) OUTROS CONSUMIDORES		PREÇOS
Potência	(EUR/mês)	
Tarifa Outros consumidores	20,7	18,45
	27,6	23,89
	34,5	29,15
	41,4	34,39
	55,2	45,08
	69,0	55,80
	103,5	82,61
	110,4	87,98
	138,0	109,42
	172,5	136,23
	207,0	163,04
	215,0	169,26
Energia activa	(EUR/kWh)	
Tarifa Outros consumidores	Horas de ponta	0,2574
	Horas cheias	0,1194
	Horas de vazio	0,0492

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>17,25 kVA) SAZONAL SIMPLES		PREÇOS
Potência	(EUR/mês)	
Tarifa Simples	20,7	18,64
	27,6	23,87
	34,5	29,11
	41,4	34,34
Energia activa	(EUR/kWh)	
Tarifa Simples		0,1150

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (<=17,25 kVA e >2,3 kVA)			PREÇOS
Potência		(EUR/mês)	
Tarifa simples		3,45	5,79
		6,9	9,15
		10,35	12,71
		13,8	16,28
		17,25	19,85
Tarifa bi-horária		3,45	7,07
		6,9	11,90
		10,35	16,73
		13,8	21,57
		17,25	26,41
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples			0,1174
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio		0,1197
	Horas de vazio		0,0632

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (<=2,3 kVA)			PREÇOS
Potência		(EUR/mês)	
Tarifa social		1,15	0,52
Tarifa simples		1,15	2,19
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa social			0,0931
Tarifa simples			0,1086

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (<=17,25 kVA) ORGANISMOS			PREÇOS
Potência		(EUR/mês)	
Tarifa simples		3,45	5,83
		6,9	8,80
		10,35	11,85
		13,8	14,90
		17,25	17,95
Tarifa bi-horária		3,45	6,77
		6,9	10,86
		10,35	14,96
		13,8	19,06
		17,25	23,16
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples			0,1214
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio		0,1411
	Horas de vazio		0,0564

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (<=17,25 kVA) SAZONAL SIMPLES		PREÇOS
Potência	(EUR/mês)	
Tarifa simples	3,45	5,55
	6,9	8,17
	10,35	10,79
	13,8	13,41
	17,25	16,02
Energia activa		(EUR/kWh)
Tarifa simples		0,1165

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BT (ILUMINAÇÃO PÚBLICA)		PREÇOS
Energia activa		(EUR/kWh)
		0,0675

5.6 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 por actividade aos fornecimentos a clientes da RAM, adicionados dos custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema, nos termos do Artigo 144.º do Regulamento Tarifário.

A diferença entre este 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 Madeira a incorporar na UGS e a pagar por todos os consumidores. Adicionalmente, a parcela SRAM deve ser incorporada nas tarifas da RAM por forma a que o conjunto de proveitos a recuperar não seja inferior ao que resulta da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais do continente de 2008 na RAM.

Quadro 5-44 - 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	42 581
Custos com a convergência tarifária a incorporar nas TVCF da RAM	3 447

Os custos com a convergência tarifária na Região Autónoma, a incorporar em 2007, respectivamente, nas tarifas da RAM e na tarifa UGS, são apresentados no Quadro 5-45 e no Quadro 5-46.

**Quadro 5-45 - 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 2008	113 309
(2)	Proveitos Tarifas Aditivas em 2008	109 863
(1) - (2)	Custos com a convergência tarifária a incorporar nas TVCF da RAM (SRAM)	3 447

**Quadro 5-46 - 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 2008	155 890
(2)	Proveitos TVCF da RAM em 2008	113 309
(1) - (2)	Custos com a convergência tarifária em 2008a incorporar na tarifa UGS	42 581

Na RAM, à semelhança de Portugal continental, aplicam-se em 2008 à facturação, por ponto de entrega, dos fornecimentos de energia eléctrica para iluminação pública relativos a opções tarifárias cujo equipamento de medida não esteja adequado para a respectiva opção tarifária, as regras definidas em 5.3.2.

5.6.1 CONVERGÊNCIA E ADITIVIDADE TARIFÁRIA

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.

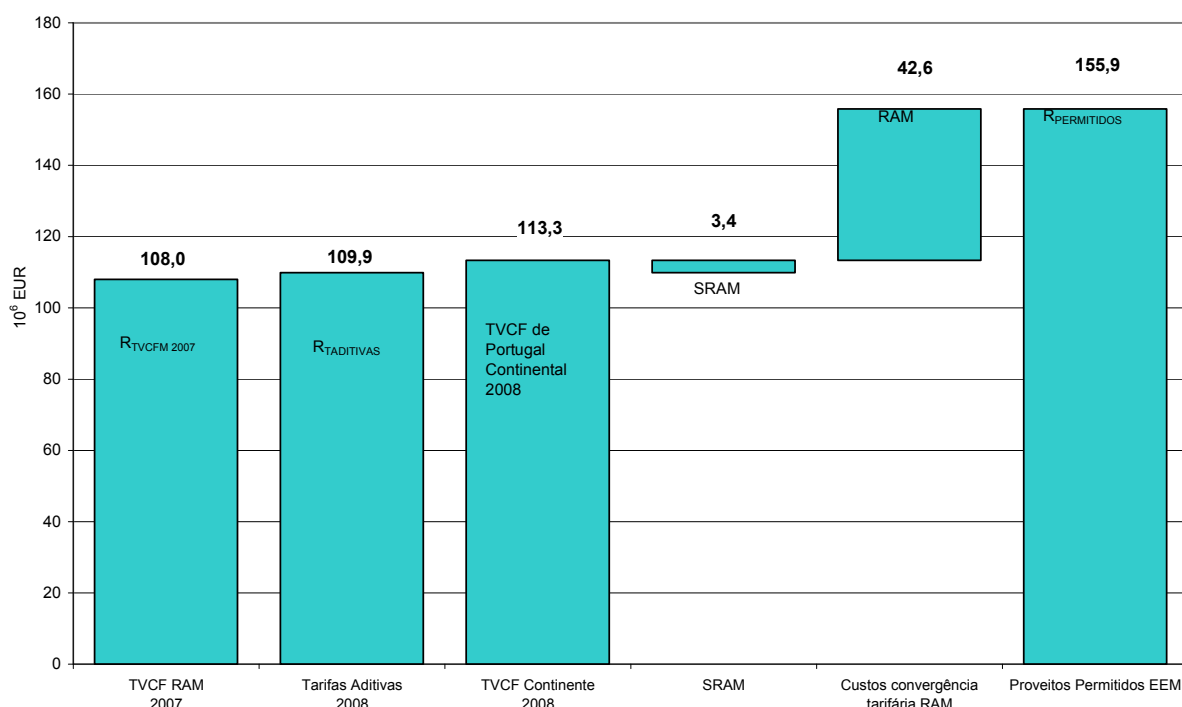
Esta igualdade de preços, a implementar gradualmente, deve centrar-se em primeiro lugar no preço médio global de cada Região Autónoma, de seguida no preço médio pago pelos consumidores de cada opção tarifária e, por fim, nos preços das diversas variáveis de facturação de cada opção tarifária, ou seja, no preço médio pago por cada cliente. Naturalmente, a existência de tarifas com preços iguais por

variável de facturação em Portugal continental e na Região Autónoma conduziria à igualdade de preços por opção tarifária e à do preço médio global da Região Autónoma.

O processo de convergência tarifária entre Portugal continental e a Região Autónoma da Madeira, com base numa estrutura tarifária aditiva, e a respectiva limitação de acréscimos nas tarifas de Venda a Clientes Finais na RAM em 2008 encontra-se descrito em anexo no documento “Estrutura Tarifária em 2008”.

Na Figura 5-3 apresentam-se os proveitos a recuperar em 2008 pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM evidenciando-se os custos com a convergência tarifária a incluir na UGS.

Figura 5-3 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2008 da RAM



R_{TVCFM} - Proveitos obtidos pelas TVCF da RAM

$R_{TADITIVAS}$ - Proveitos obtidos mediante a aplicação das tarifas aditivas de Portugal continental

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

SRAM - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira a incorporar nas TVCF da RAM

A aplicação em 2008 na Região Autónoma da Madeira de tarifas de Venda a Clientes Finais iguais às de 2007 proporcionaria 108 milhões de euros. A aplicação das tarifas aditivas do Continente proporciona 109,9 milhões de euros, valor inferior em 3,4 milhões de euros ao que se obteria por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais do continente de 2007 na RAM. Esta diferença constitui a parcela SRAM a aplicar aos fornecimentos da RAM para garantir que o preço médio global na região não é inferior ao do continente. Os custos com a convergência tarifária a incluir na UGS em anos posteriores resultam da diferença entre os proveitos permitidos nas actividades reguladas da EEM e o valor resultante da aplicação das TVCF do continente às quantidades da RAM.

Nos quadros seguintes apresentam-se as variações dos preços, de todas as opções tarifárias da RAM, de 2007 para 2008, obtidas pela aplicação dos mecanismos de convergência e aditividade tarifária. Nas opções tarifárias onde não existem quantidades, logo não havendo a preocupação de limitação de impactes tarifários, observam-se variações tarifárias associadas com a aplicação das tarifas aditivas.

Quadro 5-47 - Variações médias nas opções tarifárias na RAM de 2007 para 2008

Variação média diferenciada por opção tarifária, 2008/2007 em %	MT 30 kV	MT 6,6 kV	MT 30 kV CU C. Esp.	MT 30 kV MU C. Esp.	MT 30 kV LU C. Esp.	MT 6,6 kV CU C. Esp.	MT 6,6 kV MU C. Esp.	MT 6,6 kV LU C. Esp.			
	1,94	1,43	0,00	0,14	0,00	2,26	2,68	5,93			
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2008/2007 em %	BTE	BTE MU C. Esp.	BTE LU C. Esp.	BTN >	BTN > Simples C. Esp.	BTN > MU C. Esp.	BTN > LU C. Esp.				
	3,23	5,93	2,04	5,93	5,76	5,93	5,93				
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2008/2007 em %	BTN <=2,3 kVA Simples	BTN < Simples	BTN < Bi-h.	BTN <=2,3 kVA Simples n. Dom.	BTN < Simples n. Dom.	BTN < Bi-h. n. Dom.	BTN <=2,3 kVA Simples C. Esp.	BTN < Simples C. Esp.	BTN < Bi-h. C. Esp.	Iluminação Pública	BTN < Social
	3,47	5,93	5,93	4,45	5,44	5,93	0,09	5,77	5,93	5,48	3,94

Quadro 5-48 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de AT e MT de 2006 para 2007 na RAM

Variação diferenciada por termo tarifário em % (2008/2007)	Energia activa						Potência		Termo Fixo	Energia reactiva	
	Período I e IV			Período II e III			Contratada	Horas de ponta		Fornecida	Recebida
	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio					
AT	-14,37	0,45	33,08	-14,33	0,26	34,06	56,01	6,46	-37,18	3,05	3,05
AT CU consumidores especiais	-14,37	0,45	33,39	-14,33	0,26	32,82	56,01	6,46	-37,18	3,05	3,05
AT MU consumidores especiais	-14,37	0,45	33,08	-14,33	0,26	34,06	56,01	6,46	-37,18	3,05	3,05
AT LU consumidores especiais	-14,37	0,45	33,77	-14,33	0,26	33,87	56,01	6,46	-37,18	3,05	3,05
MT 30 kV	-1,81	0,98	6,93	-1,67	0,93	6,93	-5,20	6,93	6,93	3,62	6,93
MT 6,6 kV	-2,24	0,96	6,93	-2,24	0,91	6,93	-5,69	6,14	6,93	2,76	6,93
MT 30 kV CU consumidores especiais	-13,93	0,57	33,23	-13,90	0,38	33,13	-32,02	21,24	-37,18	3,05	3,05
MT 30 kV MU consumidores especiais	-3,43	6,30	6,93	-3,42	6,11	6,93	-8,95	6,93	-11,55	6,93	6,93
MT 30 kV LU consumidores especiais	-13,93	0,57	33,07	-13,90	0,38	32,96	-32,02	21,24	-37,18	3,05	3,05
MT 6,6 kV CU consumidores especiais	-0,03	1,82	6,93	-0,01	1,81	6,93	6,93	-0,99	6,93	1,61	2,22
MT 6,6 kV MU consumidores especiais	0,36	6,93	6,93	0,36	6,93	6,93	-0,11	-0,72	6,93	1,83	6,15
MT 6,6 kV LU consumidores especiais	4,30	6,93	6,93	4,30	6,93	6,93	3,39	5,24	6,93	5,48	6,93

Quadro 5-49 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTE de 2006 para 2007 na RAM

Variação diferenciada por termo tarifário em % (2008/2007)	Energia activa			Potência		Termo Fixo	Energia reactiva	
	Ponta	Cheias	Vazio	Contratada	Horas de ponta		Fornecida	Recebida
BTE	1,59	2,50	6,93	6,93	3,11	6,93	6,93	6,93
BTE MU consumidores especiais	4,25	6,93	6,93	6,93	5,04	6,93	5,70	6,93
BTE LU consumidores especiais	-3,07	1,55	6,93	1,39	6,93	6,93	6,93	6,93

Quadro 5-50 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA de 2006 para 2007 na RAM

Variação diferenciada por termo tarifário em % (2008/2007)	Energia activa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA				
	Ponta	Cheias	Vazio	27,6	34,5	41,4	51,75	62,1
BTN > 20,7 kVA	5,55	5,92	6,93	6,93	6,93	6,93	6,93	6,93
BTN > 20,7 kVA MU consumidores especiais	5,68	6,93	6,93	3,81	3,78	3,76	3,73	3,72
BTN > 20,7 kVA LU consumidores especiais	6,93	6,93	6,93	3,21	3,20	3,20	3,19	3,19
BTN > 20,7 kVA Simples consumidores especiais	6,93			0,80	0,70	0,64	0,58	0,54

Quadro 5-51 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada até 20,7 kVA de 2006 para 2007 na RAM

Variação diferenciada por termo tarifário, 2008/2007 em %	Energia activa		Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA						
	Fora de Vazio	Vazio	1,15	3,45	6,9	10,35	13,8	17,25	20,7
BTN < 20,7 kVA Social	2,30		6,93						
BTN <= 2,3 kVA Simples	2,97		6,93						
BTN < 20,7 kVA Simples	6,93			6,83	1,40	-1,81	-3,45	-4,45	-5,12
BTN < 20,7 kVA Bi-horária	6,93	6,93		3,23	1,89	1,33	1,02	0,83	0,69
BTN <= 2,3 kVA Simples não domésticos	3,38		6,93						
BTN < 20,7 kVA Simples não domésticos	6,93			6,93	1,99	-0,73	-2,10	-2,93	-3,48
BTN < 20,7 kVA Bi-horária não domésticos	6,93	6,93		-0,38	-3,63	-5,02	-5,79	-6,28	-6,62
BTN <= 2,3 kVA Simples consumidores especiais	-0,43		0,09						
BTN < 20,7 kVA Simples consumidores especiais	6,93			5,26	4,05	3,39	3,07	2,87	2,74
BTN < 20,7 kVA Bi-horária consumidores especiais	6,93	6,93		1,38	0,43	0,04	-0,17	-0,30	-0,39
Iluminação Pública	5,48								

5.6.2 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM PARA VIGORAR EM 2008

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorar em 2008, resultantes do mecanismo de convergência para tarifas aditivas, apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 5-52 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorar em 2008

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM AT		PREÇOS
Termo tarifário fixo (EUR/mês)		91,14
Potência (EUR/kW.mês)		
	Horas de ponta	3,086
	Contratada	0,195
Energia activa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0741
	Horas cheias	0,0714
	Horas de vazio	0,0529
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0749
	Horas cheias	0,0707
	Horas de vazio	0,0541
Energia reactiva (EUR/kvarh)		
	Fornecida	0,0155
	Recebida	0,0116

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM AT CONSUMIDORES ESPECIAIS		PREÇOS	
Termo tarifário fixo (EUR/mês)		91,14	
Potência (EUR/kW.mês)			
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	3,086	
	Contratada	0,195	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	3,086	
	Contratada	0,195	
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	3,086	
	Contratada	0,195	
Energia activa (EUR/kWh)			
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0741
		Horas cheias	0,0714
		Horas de vazio	0,0530
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0749
		Horas cheias	0,0707
		Horas de vazio	0,0543
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0741
		Horas cheias	0,0714
		Horas de vazio	0,0529
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0749
		Horas cheias	0,0707
		Horas de vazio	0,0541
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0741
		Horas cheias	0,0714
		Horas de vazio	0,0530
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0749
		Horas cheias	0,0707
		Horas de vazio	0,0540
Energia reactiva (EUR/kvarh)			
Tarifa de longas utilizações	Fornecida	0,0155	
	Recebida	0,0116	
Tarifa de médias utilizações	Fornecida	0,0155	
	Recebida	0,0116	
Tarifa de curtas utilizações	Fornecida	0,0155	
	Recebida	0,0116	

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM MT 30kV E MT 6,6 kV		PREÇOS	
Termo tarifário fixo (EUR/mês)		49,06	
Potência (EUR/kW.mês)			
Tarifa de MT 30 kV	Horas de ponta	7,062	
	Contratada	1,074	
Tarifa de MT 6,6 kV	Horas de ponta	7,271	
	Contratada	1,088	
Energia activa (EUR/kWh)			
Tarifa de MT 30 kV	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1013
		Horas cheias	0,0859
		Horas de vazio	0,0477
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1016
		Horas cheias	0,0853
		Horas de vazio	0,0490
Tarifa de MT 6,6 kV	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1022
		Horas cheias	0,0853
		Horas de vazio	0,0476
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1032
		Horas cheias	0,0847
		Horas de vazio	0,0489
Energia reactiva (EUR/kvarh)			
Tarifa de MT 30 kV	Fornecida	0,0183	
	Recebida	0,0132	
Tarifa de MT 6,6 kV	Fornecida	0,0185	
	Recebida	0,0133	

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM MT 30 kV CONSUMIDORES ESPECIAIS		PREÇOS	
Termo tarifário fixo (EUR/mês)		143,23	
Potência (EUR/kW.mês)			
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	6,610	
	Contratada	0,707	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	6,628	
	Contratada	1,021	
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	6,610	
	Contratada	0,707	
Energia activa (EUR/kWh)			
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0797
		Horas cheias	0,0761
		Horas de vazio	0,0556
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0805
		Horas cheias	0,0755
		Horas de vazio	0,0570
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0996
		Horas cheias	0,0881
		Horas de vazio	0,0462
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1005
		Horas cheias	0,0874
		Horas de vazio	0,0473
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0797
		Horas cheias	0,0761
		Horas de vazio	0,0556
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0805
		Horas cheias	0,0755
		Horas de vazio	0,0568
Energia reactiva (EUR/kvarh)			
Tarifa de longas utilizações	Fornecida	0,0169	
	Recebida	0,0127	
Tarifa de médias utilizações	Fornecida	0,0184	
	Recebida	0,0139	
Tarifa de curtas utilizações	Fornecida	0,0169	
	Recebida	0,0127	

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM MT 6,6 kV CONSUMIDORES ESPECIAIS		PREÇOS	
Termo tarifário fixo (EUR/mês)		48,93	
Potência (EUR/kW.mês)			
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	7,759	
	Contratada	1,360	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	10,417	
	Contratada	1,016	
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	12,725	
	Contratada	0,412	
Energia activa (EUR/kWh)			
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1164
		Horas cheias	0,0716
		Horas de vazio	0,0436
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1176
		Horas cheias	0,0716
		Horas de vazio	0,0447
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1074
		Horas cheias	0,0779
		Horas de vazio	0,0454
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1084
		Horas cheias	0,0779
		Horas de vazio	0,0465
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1227
		Horas cheias	0,0851
		Horas de vazio	0,0482
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1232
		Horas cheias	0,0845
		Horas de vazio	0,0493
Energia reactiva (EUR/kvarh)			
Tarifa de longas utilizações	Fornecida	0,0189	
	Recebida	0,0128	
Tarifa de médias utilizações	Fornecida	0,0191	
	Recebida	0,0131	
Tarifa de curtas utilizações	Fornecida	0,0194	
	Recebida	0,0134	

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTE		PREÇOS
Termo tarifário fixo (EUR/mês)		26,98
Potência (EUR/kW.mês)		
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	16,602
	Contratada	0,839
Energia activa (EUR/kWh)		
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,1154
	Horas cheias	0,1000
	Horas de vazio	0,0492
Energia reactiva (EUR/kvarh)		
	Fornecida	0,0207
	Recebida	0,0149

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTE CONSUMIDORES ESPECIAIS		PREÇOS
Termo tarifário fixo (EUR/mês)		26,56
Potência (EUR/kW.mês)		
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	17,928
	Contratada	0,494
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	14,450
	Contratada	0,875
Energia activa (EUR/kWh)		
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,1330
	Horas cheias	0,0788
	Horas de vazio	0,0460
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,1417
	Horas cheias	0,0967
	Horas de vazio	0,0473
Energia reactiva (EUR/kvarh)		
Tarifa de médias utilizações	Fornecida	0,0209
	Recebida	0,0149
Tarifa de longas utilizações	Fornecida	0,0207
	Recebida	0,0150

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS
Potência (EUR/mês)		
Tarifa Tri-horária	27,6	20,13
	34,5	24,59
	41,4	29,06
	51,75	35,75
	62,1	42,45
Energia activa (EUR/kWh)		
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,2582
	Horas cheias	0,1174
	Horas de vazio	0,0458

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (>20,7 kVA) CONSUMIDORES ESPECIAIS		PREÇOS
Potência	(EUR/mês)	
Tarifa simples	27,6	52,58
	34,5	65,53
	41,4	78,48
	51,75	97,91
	62,1	117,33
Tarifa de médias utilizações	27,6	57,31
	34,5	71,45
	41,4	85,60
	51,75	106,82
	62,1	128,04
Tarifa de longas utilizações	27,6	213,74
	34,5	267,15
	41,4	320,56
	51,75	400,67
	62,1	480,79
Energia activa	(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1100
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,2266
	Horas cheias	0,0979
	Horas de vazio	0,0500
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,1309
	Horas cheias	0,0749
	Horas de vazio	0,0469

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)		PREÇOS
Potência	(EUR/mês)	
Tarifa simples	3,45	5,73
	6,9	9,29
	10,35	13,30
	13,8	17,30
	17,25	21,31
	20,7	25,32
Tarifa bi-horária	3,45	6,24
	6,9	10,42
	10,35	14,60
	13,8	18,78
	17,25	22,97
	20,7	27,15
Energia activa	(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1177
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1177
	Horas de vazio	0,0710

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ($\leq 2,3$ kVA)			PREÇOS
Potência		(EUR/mês)	
	Tarifa social	1,15	1,01
	Tarifa simples	1,15	2,05
Energia activa		(EUR/kWh)	
	Tarifa social		0,0868
	Tarifa simples		0,1120

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA) NÃO DOMÉSTICOS			PREÇOS
Potência		(EUR/mês)	
Tarifa simples		3,45	5,78
		6,9	9,50
		10,35	13,75
		13,8	18,00
		17,25	22,25
		20,7	26,50
Tarifa bi-horária		3,45	5,48
		6,9	8,85
		10,35	12,23
		13,8	15,60
		17,25	18,97
		20,7	22,34
Energia activa		(EUR/kWh)	
	Tarifa simples		0,1177
Tarifa bi-horária		Horas fora de vazio	0,1177
		Horas de vazio	0,0651

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ($\leq 2,3$ kVA) NÃO DOMÉSTICOS			PREÇOS
Potência		(EUR/mês)	
	Tarifa simples	1,15	1,99
Energia activa		(EUR/kWh)	
	Tarifa simples		0,1123

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA) CONSUMIDORES ESPECIAIS		PREÇOS
Potência (EUR/mês)		
Tarifa simples	3,45	6,44
	6,9	11,44
	10,35	17,02
	13,8	22,60
	17,25	28,18
	20,7	33,76
Tarifa bi-horária	3,45	7,58
	6,9	12,99
	10,35	18,42
	13,8	23,83
	17,25	29,26
	20,7	34,67
Energia activa (EUR/kWh)		
Tarifa simples		0,1099
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1099
	Horas de vazio	0,0558

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (<=2,3 kVA) CONSUMIDORES ESPECIAIS		PREÇOS
Potência (EUR/mês)		
Tarifa simples	1,15	2,13
Energia activa (EUR/kWh)		
Tarifa simples		0,1019

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BT (ILUMINAÇÃO PÚBLICA)		PREÇOS
Energia activa (EUR/kWh)		0,0842

5.7 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

Às entregas a clientes não vinculados aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes. Estas tarifas coincidem no Continente e nas Regiões Autónomas, para as entregas em AT e MT.

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

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorar em 2008.

Quadro 5-53 - Preços das tarifas de Acesso às Redes para vigorar em 2008

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT		PREÇOS
Termo tarifário fixo (EUR/mês)		78,47
Potência (EUR/kW.mês)		
	Horas de ponta	1,106
	Contratada	0,248
Energia activa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0116
	Horas cheias	0,0116
	Horas de vazio normal	0,0115
	Horas de super vazio	0,0115
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0116
	Horas cheias	0,0116
	Horas de vazio normal	0,0115
	Horas de super vazio	0,0115
Energia reactiva (EUR/kvarh)		
	Fornecida	0,0152
	Recebida	0,0113

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM AT		PREÇOS
Termo tarifário fixo (EUR/mês)		78,47
Potência (EUR/kW.mês)		
	Horas de ponta	3,086
	Contratada	0,195
Energia activa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0127
	Horas cheias	0,0124
	Horas de vazio normal	0,0119
	Horas de super vazio	0,0119
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0127
	Horas cheias	0,0124
	Horas de vazio normal	0,0120
	Horas de super vazio	0,0120
Energia reactiva (EUR/kvarh)		
	Fornecida	0,0155
	Recebida	0,0116

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT		PREÇOS
Termo tarifário fixo (EUR/mês)		78,47
Potência (EUR/kW.mês)		
	Horas de ponta	6,611
	Contratada	0,707
Energia activa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0153
	Horas cheias	0,0147
	Horas de vazio normal	0,0135
	Horas de super vazio	0,0132
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0153
	Horas cheias	0,0147
	Horas de vazio normal	0,0135
	Horas de super vazio	0,0132
Energia reactiva (EUR/kvarh)		
	Fornecida	0,0169
	Recebida	0,0127

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTE		PREÇOS
Termo tarifário fixo (EUR/mês)		23,60
Potência (EUR/kW.mês)		
	Horas de ponta	14,759
	Contratada	0,759
Energia activa (EUR/kWh)		
	Horas de ponta	0,0207
	Horas cheias	0,0195
	Horas de vazio	0,0168
Energia reactiva (EUR/kvarh)		
	Fornecida	0,0197
	Recebida	0,0150

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS
Potência (kVA; EUR/mês)		
	27,6	22,61
	34,5	27,85
	41,4	33,08
Energia activa (EUR/kWh)		
	Horas de ponta	0,1471
	Horas cheias	0,0541
	Horas de vazio	0,0325

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência		(kVA; EUR/mês)		
Tarifa simples		3,45	4,28	
		4,6	5,15	
		5,75	6,02	
		6,9	6,90	
		10,35	9,52	
		13,8	12,13	
		17,25	14,75	
		20,7	17,37	
	Tarifa bi-horária		3,45	4,28
			4,6	5,15
			5,75	6,02
			6,9	6,90
			10,35	9,52
			13,8	12,13
			17,25	14,75
			20,7	17,37
Energia activa		EUR/kWh		
Tarifa simples			0,0584	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio		0,0748	
	Horas de vazio		0,0325	

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (<=2,3 kVA)			PREÇOS
Potência		(kVA; EUR/mês)	
Tarifa simples		1,15	2,53
		2,3	3,41
Energia activa		EUR/kWh	
Tarifa simples			0,0422

6 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.

6.1 PARÂMETROS A VIGORAR EM 2008

Parâmetro	Valor adoptado	Descrição	Regulamento Tarifário
$r_{CVEE,t}$	7 %	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, fixada para o período de regulação, em percentagem	Art.º 71.º
$r_{GS,t}$	7 %	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Gestão Global do Sistema, fixada para o período de regulação, em percentagem	Art.º 73.º
$r_{URT,t}$	7 %	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, fixada para o período de regulação, em percentagem	Art.º 77.º
$F_{URD,AT/MT,3}$	141 919	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em 2008, em AT/MT (10^3 EUR)	Art.º 81.º
$F_{URD,BT,3}$	278 610	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em 2008, em BT (10^3 EUR)	Art.º 81.º
$P_{URD,AT/MT,3}$	0,005372	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em 2008, em AT/MT (€/kWh)	Art.º 81.º
$P_{URD,BT,3}$	0,013225	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em 2008, em BT (€/kWh)	Art.º 81.º
$r_{credes,t}$	8,0 %	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Redes, fixada para o período de regulação, em percentagem	Art.º 82.º
$r_{C,t}$	8,0 %	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Comercialização, fixada para o período de regulação, em percentagem	Art.º 86.º
r_t^{AGS}	7,0 %	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, fixada para o	Art.º 87.º

Parâmetro	Valor adoptado	Descrição	Regulamento Tarifário
		período de regulação, em percentagem	
r_t^{AD}	8,0 %	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, fixada para o período de regulação, no ano t , em percentagem	Art.º 89.º
r_t^{AC}	8,0 %	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, fixada para o período de regulação, no ano t , em percentagem	Art.º 90.º
r_t^{MAGS}	7,0 %	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, fixada para o período de regulação, em percentagem	Art.º 94.º
r_t^{MD}	8,0 %	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, fixada para o período de regulação, no ano t , em percentagem	Art.º 96.º
r_t^{MC}	8,0 %	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, fixada para o período de regulação, no ano t , em percentagem	Art.º 97.º

6.2 VALORES A FACTURAR PELA REN À EDP SERVIÇO UNIVERSAL

De acordo com o n.º 5 do Artigo 84.º do Regulamento Tarifário, os ajustamentos previstos nos n.ºs 4 e 5 do artigo 72.º do Regulamento Tarifário, aprovado pelo Despacho n.º 9 499-A/2003 (2ª série), de 14 de Maio são facturados em duodécimos pelo Agente Comercial ao comercializador de último recurso. O montante global destes ajustamentos atinge o valor de 32 678 milhares de euros.

Apresenta-se no Quadro 6-1 o montante mensal a facturar pela REN à EDP Serviço Universal.

Quadro 6-1 - Valor a facturar pela REN à EDP Serviço Universal

Unidade: EUR	
2008	
Janeiro	2 723 185
Fevereiro	2 723 185
Março	2 723 185
Abril	2 723 185
Maio	2 723 185
Junho	2 723 185
Julho	2 723 185
Agosto	2 723 185
Setembro	2 723 185
Outubro	2 723 185
Novembro	2 723 185
Dezembro	2 723 185
Total	32 678 219

6.3 VALORES MENSAIS A TRANSFERIR PELA REN

6.3.1 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA

Apresentam-se nos quadros seguintes os valores a transferir pela REN referente aos custos com a convergência tarifária de 2006 a 2008.

Quadro 6-2 - Transferências da REN para a EDA

Unidade: EUR

Custo com a
convergência
tarifária de 2008

Janeiro	5 740 629
Fevereiro	5 740 629
Março	5 740 629
Abril	5 740 629
Maio	5 740 629
Junho	5 740 629
Julho	5 740 629
Agosto	5 740 629
Setembro	5 740 629
Outubro	5 740 629
Novembro	5 740 629
Dezembro	5 740 629
Total	68 887 549

Quadro 6-3 - Transferências da REN para a Caixa Geral de Depósitos e para o Banco Comercial Português

Unidade: EUR

	Renda do crédito cedido referente a 2006			Renda do crédito cedido referente a 2007			Valor mensal a entregar em 2008		
	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	210 788	210 788	421 576,00	387 066	387 066	774 132	597 854	597 854	1 195 708
Fevereiro	210 788	210 788	421 576,00	387 066	387 066	774 132	597 854	597 854	1 195 708
Março	210 788	210 788	421 576,00	387 066	387 066	774 132	597 854	597 854	1 195 708
Abril	210 788	210 788	421 576,00	387 066	387 066	774 132	597 854	597 854	1 195 708
Maio	210 788	210 788	421 576,00	387 066	387 066	774 132	597 854	597 854	1 195 708
Junho	210 788	210 788	421 576,00	387 066	387 066	774 132	597 854	597 854	1 195 708
Julho	210 788	210 788	421 576,00	387 066	387 066	774 132	597 854	597 854	1 195 708
Agosto	210 788	210 788	421 576,00	387 066	387 066	774 132	597 854	597 854	1 195 708
Setembro	210 788	210 788	421 576,00	387 066	387 066	774 132	597 854	597 854	1 195 708
Outubro	210 788	210 788	421 576,00	387 066	387 066	774 132	597 854	597 854	1 195 708
Novembro	210 788	210 788	421 576,00	387 066	387 066	774 132	597 854	597 854	1 195 708
Dezembro	210 785	210 785	421 570,00	387 069	387 069	774 138	597 854	597 854	1 195 708
Total	2 529 453	2 529 453	5 058 906	4 644 795	4 644 795	9 289 590	7 174 248	7 174 248	14 348 496

Quadro 6-4 - Transferências da REN para a EEM

Unidade: EUR

	2008			Total
	Custo com a convergência tarifária de 2006	Custo com a convergência tarifária de 2007	Custo com a convergência tarifária de 2008	
Janeiro	154 123	512 102	3 548 409	4 214 634
Fevereiro	154 123	512 102	3 548 409	4 214 634
Março	154 123	512 102	3 548 409	4 214 634
Abril	154 123	512 102	3 548 409	4 214 634
Maio	154 123	512 102	3 548 409	4 214 634
Junho	154 123	512 102	3 548 409	4 214 634
Julho	154 123	512 102	3 548 409	4 214 634
Agosto	154 123	512 102	3 548 409	4 214 634
Setembro	154 123	512 102	3 548 409	4 214 634
Outubro	154 123	512 102	3 548 409	4 214 634
Novembro	154 123	512 102	3 548 409	4 214 634
Dezembro	154 123	512 102	3 548 409	4 214 634
Total	1 849 479	6 145 222	42 580 913	50 575 613

6.4 VALORES MENSAIS A TRANSFERIR PELA EDP DISTRIBUIÇÃO À EDP SERVIÇO UNIVERSAL

Dando cumprimento aos artigos 61.º e 62.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 à recuperação do défice tarifário de 2006 e 2007 resultante da limitação dos acréscimos tarifários em clientes em BT.

Quadro 6-5 - Transferências da EDP Distribuição para a EDP Serviço Universal

Unidade: EUR

Unidade: EUR							
	Diferencial de custo com a aquisição à PRE	Défice tarifário de BT de 2006			Défice tarifário de BT de 2007		
		Défice do continente	Défice das Regiões Autónomas	Total	Défice do continente	Défice das Regiões Autónomas	Total
Janeiro	53 374 242	1 318 929	53 527	1 372 455	500 567	20 341	520 908
Fevereiro	53 374 242	1 318 929	53 527	1 372 455	500 567	20 341	520 908
Março	53 374 242	1 318 929	53 527	1 372 455	500 567	20 341	520 908
Abril	53 374 242	1 318 929	53 527	1 372 455	500 567	20 341	520 908
Maio	53 374 242	1 318 929	53 527	1 372 455	500 567	20 341	520 908
Junho	53 374 242	1 318 929	53 527	1 372 455	500 567	20 341	520 908
Julho	53 374 242	1 318 929	53 527	1 372 455	500 567	20 341	520 908
Agosto	53 374 242	1 318 929	53 527	1 372 455	500 567	20 341	520 908
Setembro	53 374 242	1 318 929	53 527	1 372 455	500 567	20 341	520 908
Outubro	53 374 242	1 318 929	53 527	1 372 455	500 567	20 341	520 908
Novembro	53 374 242	1 318 929	53 527	1 372 455	500 567	20 341	520 908
Dezembro	53 374 242	1 318 929	53 527	1 372 455	500 567	20 341	520 908
Total	640 490 900	15 827 146	642 319	16 469 466	6 006 808	244 087	6 250 895

6.5 AJUSTAMENTOS TARIFÁRIOS DE 2006 E 2007

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 2006 e 2007 e respectivos juros.

Quadro 6-6 - Valor dos ajustamentos de 2006 e 2007 incluídos nos proveitos permitidos de 2008 da REN

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2008	Ajustamento dos proveitos relativos a 2006	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2006	Ajustamento provisório calculado em 2006 e incluído nas tarifas de 2007	Juros do ajustamento provisório calculado em 2006 e incluído nas tarifas de 2007	Ajustamento do ano de 2006 a recuperar em 2008	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2007	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2007	Ajustamento provisório do ano de 2007 a recuperar em 2008	Total dos ajustamentos a recuperar em 2008
	(1)	(2) = (1) x [(1+4,675%)² - 1]	(3)	(4) = (3) x 4,675%	(5) = (1)+(2)-(3)-(4)	(6)	(7) = (6) x 4,675%	(8) = (6)+(7)	(9) = (5)+(8)
Compra e Venda de Energia Eléctrica	-152 233	-14 566	-72 235	-3 377	-91 188	55 896	2 613	58 509	-32 678
Gestão Global do Sistema	-16 756	-1 603			-18 360				-18 360
Transporte de Energia Eléctrica	-3 821	-366			-4 187				-4 187
REN	-172 811	-16 535	-72 235	-3 377	-113 734	55 896	2 613	58 509	-55 225

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

Quadro 6-7 - Valor dos ajustamentos de 2006 incluídos nos proveitos permitidos de 2008 da EDP Distribuição

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamento dos proveitos relativos a 2006	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2006	Total dos ajustamentos a recuperar em 2008
	(1)	(2) = (1) x [(1+4,675%) ² - 1]	(3) = (1)+(2)
Distribuição de Energia Eléctrica	-56 852	-5 440	-62 292
Comercialização de Redes	-1 099	-105	-1 204
Compra a Venda do Acesso à Rede d	-2 654	-254	-2 908
EDP Distribuição	-60 605	-5 799	-66 403

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

Quadro 6-8 - Valor dos ajustamentos de 2006 e 2007 incluídos nos proveitos permitidos de 2008 da EDP Serviço Universal

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamento dos proveitos relativos a 2006	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2006	Ajustamento do ano de 2006 a recuperar em 2008	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2007	Total dos ajustamentos a recuperar em 2008
	(1)	(2) = (1) x [(1+4,675%) ² - 1]	(3) = (1)+(2)	(4)	(5) = (3)+(4)
Comercialização	550	53	603		603
Compra e Venda de Energia Eléctrica	-58 870	-5 633	-64 503	22 536	-41 967 0
EDP Serviço Universal	-58 320	-5 580	-63 900	22 536	-41 364

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

Quadro 6-9 - Valor dos ajustamentos de 2006 incluídos nos proveitos permitidos de 2008 da EDA

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamento dos proveitos relativos a 2006	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2006	Total dos ajustamentos a recuperar em 2008
	(1)	(2) = (1) x [(1+4,675%) ² - 1]	(3) = (1)+(2)
Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	-16 940	-1 621	-18 561
Distribuição de Energia Eléctrica	1 711	164	1 875
Comercialização de Energia Eléctrica	780	75	854
EDA	-14 449	-1 383	-15 831

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

Quadro 6-10 - Valor dos ajustamentos de 2006 incluídos nos proveitos permitidos de 2008 da EEM

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamento dos proveitos relativos a 2006	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2006	Total dos ajustamentos a recuperar em 2008
	(1)	(2)	(3) = (1)+(2)
Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	-14 192	-1 358	-15 550
Distribuição de Energia Eléctrica	71	7	78
Comercialização de Energia Eléctrica	-262	-25	-287
EEM	-14 383	-1 376	-15 759

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

6.6 FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES

Nos termos do n.º 7 do artigo 28.º do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI), na redacção que lhe foi dada pelo Despacho n.º 17744-A/2007 (2º Suplemento) 10 de Agosto de 2007, os operadores das redes devem apresentar à ERSE propostas de valores para os factores de ajustamento para perdas, por período tarifário, relativos às suas redes, até ao dia 15 de Junho de cada ano, devidamente justificadas.

6.6.1 FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES DE PORTUGAL CONTINENTAL

Em 2006, a EDP Distribuição enviou à ERSE uma proposta de valores para os factores de ajustamento para perdas nas suas redes de distribuição para 2007, a qual procedeu à revisão destes parâmetros no âmbito da fixação de tarifas para 2007. Para 2008, mantêm-se inalterados os valores dos factores de ajustamento para perdas nas redes de distribuição de Portugal continental face aos valores que vigoraram em 2007.

Relativamente à rede de transporte, a REN enviou em 2007 uma nova proposta de valores para os factores de ajustamento para perdas relativos às redes de transporte de MAT e AT.

Deste modo, o quadro seguinte apresenta os factores de ajustamento para perdas a vigorar em 2008, expressos em percentagem, diferenciados por nível de tensão e por período horário.

**Quadro 6-11 - Factores de ajustamento para perdas
nas redes de Portugal continental (%)**

	Períodos horários (h)			
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio
γ_{MAT}^h	1,14	1,09	1,22	1,38
$\gamma_{AT/RNT}^h$	1,44	1,39	1,52	1,68
γ_{AT}^h	1,52	1,37	1,08	0,99
γ_{MT}^h	4,66	4,16	3,27	2,92
γ_{BT}^h	7,24	6,53	5,91	4,70

6.6.2 FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Para 2008, mantêm-se inalterados os factores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores. O quadro seguinte apresenta estes os factores de ajustamento para perdas, expressos em percentagem, diferenciados por nível de tensão e por período horário.

Quadro 6-12 - Factores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores (%)

Ilha	Factor	Períodos horários (h)		
		Ponta	Cheias	Vazio
S. Maria	γ_{MT}^h	2,55	2,56	2,33
S. Miguel	γ_{AT}^h	0,52	0,50	0,35
	γ_{MT}^h	2,04	1,1,96	1,50
Terceira	γ_{MT}^h	2,84	2,72	2,05
Graciosa	γ_{MT}^h	0,32	0,32	0,30
S. Jorge	γ_{MT}^h	2,32	2,22	1,82
Pico	γ_{MT}^h	4,53	4,47	3,89
Faial	γ_{MT}^h	3,11	3,04	2,26
Flores	γ_{MT}^h	1,67	1,66	1,57

6.6.3 FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Para 2008, mantêm-se inalterados os factores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira. O quadro seguinte apresenta estes factores de ajustamento para perdas, expressos em percentagem, diferenciados por nível de tensão e por período horário.

Quadro 6-13 - Factores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira (%)

		Períodos horários (h)		
Ilha	Factor	Ponta	Cheias	Vazio
Madeira	γ_{AT}^h	0,82	0,76	0,54
	γ_{MT}^h	4,73	4,48	3,63
Porto Santo	γ_{MT}^h	1,98	1,86	1,77

6.7 PERÍODOS HORÁRIOS

Os períodos horários de entrega de energia eléctrica a clientes finais previstos nos Artigos 24.º e 31.º do Regulamento Tarifário são diferenciados da forma que se indica no quadro seguinte. Incluem-se também no quadro os períodos horários em ciclo semanal a serem oferecidos em opção aos clientes ligados às redes em MAT, AT e MT.

Quadro 6-14 - Períodos horários

PORTUGAL CONTINENTAL

Ciclo semanal:

Período de hora legal de Inverno	Período de hora legal de Verão
De segunda-feira a sexta-feira	De segunda-feira a sexta-feira
Ponta: 09.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Ponta: 09.15/12.15 h
Cheias: 07.00/09.30 h 12.00/18.30 h 21.00/24.00 h	Cheias: 07.00/09.15 h 12.15/24.00 h
Super vazio: 02.00/06.00 h Vazio normal: 00.00/02.00 h 06.00/07.00 h	Super vazio: 02.00/06.00 h Vazio normal: 00.00/02.00 h 06.00/07.00 h
Sábado	Sábado
Cheias: 09.30/13.00 h 18.30/22.00 h	Cheias: 09.00/14.00 h 20.00/22.00 h
Super vazio: 02.00/06.00 h Vazio normal: 00.00/02.00 h 06.00/09.30 h 13.00/18.30 h 22.00/24.00 h	Super vazio: 02.00/06.00 h Vazio normal: 00.00/02.00 h 06.00/09.00 h 14.00/20.00 h 22.00/24.00 h
Domingo	Domingo
Super vazio: 02.00/06.00 h Vazio normal: 00.00/02.00 h 06.00/24.00 h	Super vazio: 02.00/06.00 h Vazio normal: 00.00/02.00 h 06.00/24.00 h

Ciclo semanal opcional para os clientes em MAT, AT e MT:

Período de hora legal de Inverno	Período de hora legal de Verão
De segunda-feira a sexta-feira	De segunda-feira a sexta-feira
Ponta: 17.00/22.00 h	Ponta: 14.00/17.00 h
Cheias: 00.00/00.30 h 07.30/17.00 h 22.00/24.00 h	Cheias: 00.00/00.30 h 07.30/14.00 h 17.00/24.00 h
Super vazio: 02.00/06.00 h Vazio normal: 00.30/02.00 h 06.00/07.30 h	Super vazio: 02.00/06.00 h Vazio normal: 00.30/02.00 h 06.00/07.30 h
Sábado	Sábado
Cheias: 10.30/12.30 h 17.30/22.30 h	Cheias: 10.00/13.30 h 19.30/23.00 h
Super vazio: 03.00/07.00 h Vazio normal: 00.00/03.00 h 07.00/10.30 h 12.30/17.30 h 22.30/24.00 h	Super vazio: 03.30/07.30 h Vazio normal: 00.00/03.30 h 07.30/10.00 h 13.30/19.30 h 23.00/24.00 h
Domingo	Domingo
Super vazio: 04.00/08.00 h Vazio normal: 00.00/04.00 h 08.00/24.00 h	Super vazio: 04.00/08.00 h Vazio normal: 00.00/04.00 h 08.00/24.00 h

Ciclo diário:

Período de hora legal de Inverno	Período de hora legal de Verão
Ponta: 09.30/11.30 h 19.00/21.00 h	Ponta: 10.30/12.30 h 20.00/22.00 h
Cheias: 08.00/09.30 h 11.30/19.00 h 21.00/22.00 h	Cheias: 09.00/10.30 h 12.30/20.00 h 22.00/23.00 h
Super vazio: 02.00/06.00 h Vazio normal: 22.00/02.00 h 06.00/08.00 h	Super vazio: 02.00/06.00 h Vazio normal: 23.00/02.00 h 06.00/09.00 h

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	09.30/11.00 h 17.00/19.30 h	Ponta:	09.00/11.00 h 13.00/15.00 h
Cheias:	08.00/09.30 h 11.00/17.00 h 19.30/22.00 h	Cheias:	08.00/09.00 h 11.00/13.00 h 15.00/22.00 h
Vazio:	00.00/08.00 h 22.00/24.00 h	Vazio:	00.00/08.00 h 22.00/24.00 h

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	18.30/22.30 h	Ponta:	10.00/12.30 h 21.00/22.30 h
Cheias:	09.00/18.30 h 22.30/23.00 h	Cheias:	09.00/10.00 h 12.30/21.00 h 22.30/23.00 h
Vazio:	00.00/09.00 h 23.00/24.00 h	Vazio:	00.00/09.00 h 23.00/24.00 h

O período horário de vazio aplicável nas tarifas com dois e três períodos horários engloba os períodos horários de vazio normal e de super vazio.

O período horário de fora de vazio aplicável nas tarifas com dois períodos horários engloba os períodos horários de ponta e cheias.

Para os clientes em MAT, AT e MT com ciclo semanal consideram-se os feriados nacionais como períodos de vazio.

6.8 PARÂMETROS DO INCENTIVO À MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO

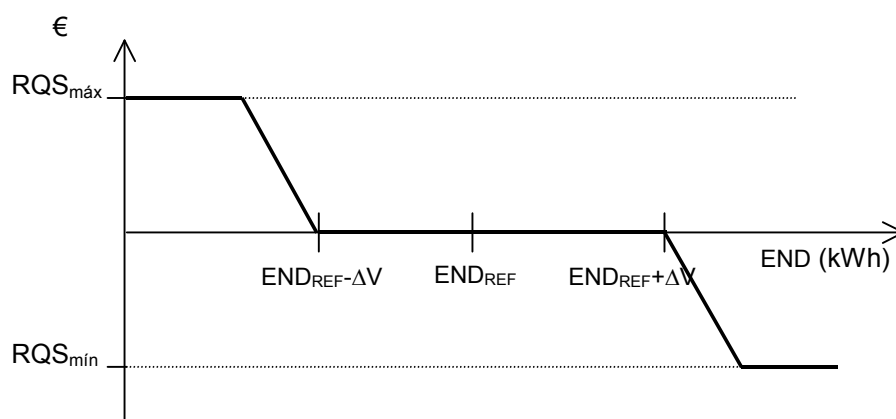
6.8.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

No âmbito das alterações aos regulamentos do sector eléctrico efectuadas em 2001, foi introduzido um mecanismo de incentivo que afecta os proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em função do nível da qualidade de serviço verificado nas redes de MT.

O artigo 81.º do Regulamento Tarifário, actualmente em vigor, estabelece os proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica. Uma das parcelas que compõem estes proveitos incorpora um mecanismo de incentivo à redução das perdas, à recuperação dos custos afectos à promoção da qualidade do ambiente e um incentivo à melhoria da qualidade de serviço. Todos estes incentivos têm uma actuação *a posteriori*, com um desfasamento de dois anos.

O modelo do incentivo à melhoria da qualidade de serviço, estabelecido na Secção IX do Regulamento Tarifário, pode ser representado da forma indicada na Figura 6-1.

Figura 6-1 - Incentivo à melhoria da Qualidade de Serviço



Os parâmetros que definem o mecanismo à melhoria da qualidade de serviço são:

- END_{REF} : Energia não distribuída de referência (kWh).
- ΔV : Valor de variação da END_{REF} .
- $VEND$: Valorização da energia não distribuída (€/kWh).
- $RQS_{máx}$: Valor máximo do prémio (EUR).
- $RQS_{mín}$: Valor máximo da penalidade (EUR).

O mecanismo actua da seguinte forma:

- Para valores de END dentro do intervalo $[END_{REF}-\Delta V, END_{REF}+\Delta V]$ o valor do incentivo é nulo, i.e., a parcela de ajustamento dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica não é afectada.
- Para valores de END inferiores a $END_{REF}-\Delta V$, o incentivo tomará valores positivos sendo o ajuste dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica afectado até ao valor limite de RQS_{max} , correspondendo a um aumento do valor dos proveitos permitidos.
- Para valores de END superiores a $END_{REF}+\Delta V$, o incentivo tomará valores negativos sendo o ajuste dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica afectado até ao valor limite de RQS_{min} , correspondendo a uma diminuição nos proveitos permitidos.

Para um determinado ano, uma vez fixados os parâmetros respectivos (RQS_{max} , RQS_{min} , END_{REF} , ΔV e $VEND$), o valor do incentivo à melhoria da qualidade de serviço em MT a incluir no cálculo dos proveitos permitidos (RQS) depende do valor da END no ano em causa.

O valor da energia não distribuída é calculado através da seguinte fórmula:

$$END = ED \times TIEPI / T$$

em que:

ED: Energia entrada na rede de distribuição em MT durante o ano, em kWh.

TIEPI: Tempo de interrupção equivalente da potência instalada, em horas, calculado para toda a rede de distribuição em MT, de acordo com o Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS).

T: Número de horas do ano.

De acordo com a definição constante no Anexo II do Regulamento da Qualidade de Serviço, o indicador de continuidade geral TIEPI define-se como sendo o quociente entre os seguintes valores:

- O somatório do produto da potência instalada nos postos de transformação de serviço público ou particulares pelo respectivo tempo de interrupção de fornecimento daqueles postos.
- O somatório das potências instaladas em todos os postos de transformação, de serviço público e particulares, da rede de distribuição.

Para efeitos de aplicação do incentivo à melhoria da qualidade de serviço, na determinação do TIEPI são consideradas as interrupções acidentais com exclusão das devidas a razões de serviço, razões de interesse público, razões de segurança, facto imputável ao cliente, acordo com o cliente, casos fortuitos ou de força maior, bem como as interrupções devidas à Rede Nacional de Transporte.

O resultado obtido para o indicador traduz o tempo médio de duração de interrupção de toda a potência de transformação instalada na rede de distribuição em MT nesse ano.

De acordo com o estabelecido no n.º 3 do artigo 117.º, da secção do Regulamento Tarifário referida, os valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para o ano $t-2$ ³⁵ são estabelecidos e publicados pela ERSE no ano $t-3$.

De seguida, é efectuada a análise de aplicação do incentivo à melhoria da qualidade de serviço durante os anos 2003 e 2005, bem como o desempenho da rede de distribuição em MT desde 2001 até ao primeiro semestre de 2006, com base nos quais são definidos os parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço a aplicar ao desempenho da rede de MT para o período de 2007 a 2008.

6.8.2 DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS EM VIGOR EM 2003 -2005 E EM 2006

A informação disponível sobre continuidade de serviço na rede de distribuição em MT, aquando da fixação dos parâmetros de incentivo à melhoria da qualidade de serviço a aplicar em 2003 e 2004, era escassa. Este facto constituiu a principal dificuldade no estabelecimento de uma metodologia para a determinação dos parâmetros de regulação associados à melhoria da continuidade de serviço na rede de MT.

Esta limitação conduziu às seguintes opções fundamentais na definição dos parâmetros de regulação:

- Cálculo da END_{REF} de acordo com a informação obtida, até então, durante a vigência do RQS. A informação correspondia ao período entre 1 de Janeiro de 2001 a 30 de Junho de 2002. Propôs-se que o valor de END_{REF} correspondesse ao menor valor da energia não distribuída verificada num dos três períodos anuais a seguir indicados:
 - 01/01/2001 a 31/12/2001
 - 01/04/2001 a 31/03/2002
 - 01/07/2001 a 30/06/2002

O incentivo foi calibrado de modo a que a empresa fosse motivada a investir numa melhoria da continuidade de serviço relativamente ao melhor dos períodos anuais acima indicados. Verificou-se que o melhor período correspondia a 01/04/2001 a 31/03/2002.

- Para evitar o efeito da variação de consumo de um ano para o outro³⁶, optou-se por estabelecer o valor de END_{REF} em valor percentual relativamente à ED (energia entrada na rede de MT), fixado em 0,04%, correspondente ao valor verificado no período 01/04/2001 a 31/03/2002.

³⁵ Considera-se o ano t , o ano para o qual se estão a calcular as tarifas.

³⁶ Para o mesmo valor de TIEPI, conduziria a valores distintos de END , mesmo que tudo o resto fosse constante.

- O valor do parâmetro ΔV foi estabelecido como uma percentagem da END_{REF} . Optou-se por 12% do valor de END_{REF} . A banda de indiferença ($+\Delta V$) tinha por principal objectivo evitar que as imprecisões associadas à informação disponível resultassem em alterações dos proveitos permitidos.
- O valor de $VEND$ foi estabelecido em 1,5 €/kWh.
- O valor de RQS_{max} e RQS_{min} foi fixado em 5 milhões de euros, o que correspondia a cerca de 0,55% dos proveitos permitidos para a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em 2003. Considerou-se que o mecanismo deveria actuar de forma simétrica.
- O TIEPI, conforme já referido, é calculado de acordo com o Regulamento da Qualidade de Serviço, excluindo as interrupções originadas na Rede Nacional de Transporte.

Em 2005 mantiveram-se os valores dos parâmetros estabelecidos para o período regulatório de 2003-2004.

Dos cinco parâmetros que definem o incentivo à melhoria da qualidade de serviço, a END_{REF} é o parâmetro cuja alteração é justificada pela variação dos resultados obtidos para o indicador TIEPI. Assim, considerando que, durante os anos de aplicação do incentivo à melhoria da qualidade de serviço entre 2003 e 2004 não se verificaram factos que revelassem a necessidade de alteração dos demais parâmetros (ΔV , $VEND$, RQS_{max} e RQS_{min}) estes mantiveram-se iguais ao estabelecido até então.

Para definição do parâmetro de END_{REF} foi efectuada a análise de evolução do indicador TIEPI.

Da informação anual disponível verificou-se uma diminuição continuada do valor de TIEPI, realçando-se o ano de 2004 cujo valor corresponde a 53% do valor registado em 2003. Além de se verificar uma diminuição do TIEPI ao longo do período em análise, verificou-se ainda que esta variação é crescente. No entanto, a taxa de variação do TIEPI de 2003 para 2004 foi muito superior às demais taxas de variação (aproximadamente 3 vezes superior à taxa de variação registada de 2003 para 2004). No entanto, apesar de em 2004 ter ocorrido uma acentuada melhoria do desempenho da rede, ainda não se atingiu um nível de saturação e portanto considerou-se admissível manter um incentivo que levasse a empresa a atingir níveis de qualidade superiores.

Na fixação do parâmetro END_{REF} tomou-se como ponto de partida o valor de TIEPI obtido em 2004, sobre o qual se admitiram diversas taxa de melhoria anuais. O valor de TIEPI de referência para 2006, que define o valor do parâmetro de END_{REF} foi obtido a partir do valor de TIEPI de 2004 considerando uma taxa de melhoria anual do TIEPI de 8%, i.e., considerando que o valor de TIEPI num determinado ano corresponde a 92% do valor do ano precedente.

O Quadro 6-15 apresenta os parâmetros definidos pela ERSE para o período de 2003-2005 e 2006.

Quadro 6-15 - Parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2003-2005 e 2006

	ERSE
$END_{REF} (2003-2005)$	$0,0004 \times ED$
$END_{REF} (2006)$	$0,00019 \times ED$
ΔV	$0,12 \times END_{REF}$
VEND	$1,5 \text{ €/kWh}$
$ RQS_{max} = RQS_{min} $	5 000 000 EUR

6.8.3 VALOR DO INCENTIVO À MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO DE 2003 A 2006

O incentivo à melhoria da qualidade de serviço começou a produzir efeitos em 2003, sendo 2006 o terceiro e último ano de aplicação do incentivo até ao momento:

- Em 2003, o valor de END situou-se entre $[END_{REF} - \Delta V, END_{REF} + \Delta V]$ e portanto o valor do incentivo aplicado em 2005 foi nulo.
- Em 2004 e 2005 o valor de END foi inferior a $END_{REF} - \Delta V - (RQS_{max}/VEND)$ e portanto o valor a aplicar nos proveitos em 2006 e em 2007 corresponde ao prémio máximo (RQS_{max}), i.e., 5 milhões de euros.
- Em 2006 o valor de END foi superior a $END_{REF} + \Delta V$ e inferior a $END_{REF} + \Delta V - (RQS_{min}/VEND)$, sendo o valor a aplicar nos proveitos em 2008 de -225 527 euros.

6.8.4 DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS PARA 2007-2008

Considerando-se desejável a definição de parâmetros de incentivos à melhoria da qualidade de serviço até ao final do período regulatório, no ano de 2006 propôs-se o estabelecimento dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2007 e 2008. Adicionalmente, e tal com efectuado anteriormente, não havendo circunstâncias que o justificassem, propôs-se alterar o valor do parâmetro END_{REF} (parâmetro associado ao desempenho da rede avaliado através do TIEPI) mantendo-se os valores dos demais parâmetros.

Atendendo à fórmula de cálculo da END, a definição de END_{REF} como um valor percentual de ED e a definição de ΔV como uma percentagem da END_{REF} , significa que estes valores ficam definidos em função de um valor de TIEPI de referência que definirá a qualidade de serviço a prestar pela empresa. Deste modo, as análises efectuadas para definição dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2007 e 2008 baseou-se nos resultados de TIEPI.

Para definição do parâmetro da qualidade de serviço END_{REF} para os anos de 2007 e 2008, procedeu-se à análise da informação do TIEPI. O Quadro 6-16 apresenta os valores anuais do TIEPI desde 2001 a 2005, a taxa de variação de um determinado ano relativamente ao ano precedente e os valores de TIEPI dos dois primeiros trimestres de 2006.

Quadro 6-16 - Evolução do TIEPI entre 2001 - 2005 e o primeiro semestre de 2006

Ano	TIEPI	
	min	Variação (%)
2001	307,30	
2002	263,00	0,86
2003	222,15	0,84
2004	118,05	0,53
2005	113,54	0,96
2006 - 1º trimestre	33,79	-
2006 - 2º trimestre	18,80	-

Fonte: EDP Distribuição

De 2004 para 2005 houve uma diminuição do TIEPI de cerca de 3,8%. De acordo com a análise efectuada aquando da fixação dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2006, seria de esperar uma diminuição do TIEPI de 2004 para 2005 superior à verificada, dado que, de 2004 para 2005 se verificou uma diminuição de 46,9% o que indicia, por um lado, que não seja de esperar diminuições tão elevadas de futuro mas por outro lado, que ainda não se atingiu um nível de saturação, i.e., um valor estável de TIEPI.

O valor do TIEPI no 2.º trimestre de 2006 foi o melhor valor obtido nos anos de análise, correspondendo a 79,52% do melhor valor registado até então e que correspondia ao valor do 2.º trimestre de 2004. Refira-se adicionalmente que, com excepção do ano de 2004, o segundo trimestre tem vindo a apresentar os melhores valores trimestrais registados em cada ano. Por outro lado, o valor registado no primeiro trimestre de 2006 encontrou-se acima do valor médio registados nos trimestres dos últimos dois anos (2004 e 2005).

De forma a avaliar a capacidade de evolução do TIEPI foi analisada a evolução do mesmo indicador em Espanha.

De acordo com a informação apresentada pelo “Ministério de Indústria Turismo e Comércio” de Espanha, os valores de TIEPI registados neste país, entre os anos de 2003 e 2005, considerando as interrupções acidentais próprias superiores a três minutos, correspondentes às interrupções consideradas no cálculo do TIEPI para efeitos de determinação do incentivo à melhoria da qualidade de serviço, são os que constam no Quadro 6-17. O quadro apresenta também as taxas anuais de variação deste indicador.

Quadro 6-17 - Valores anuais de TIEPI em Espanha

Ano	TIEPI	
	min	Variação (%)
2003	93,60	-
2004	89,40	4,49
2005	76,80	14,09

Fonte: EDP Distribuição

Por análise da informação de Espanha verifica-se que os valores de Portugal de TIEPI são superiores (em 2005 o valor TIEPI de Espanha correspondeu a 67,64% do valor registado no mesmo ano em Portugal). Adicionalmente, nestes últimos anos as taxas de variação são superiores à apresentada em Portugal de 2004 para 2005. Esta análise permite concluir quanto à viabilidade de melhoria do desempenho de qualidade de serviço em Portugal, nomeadamente quanto à diminuição do indicador TIEPI.

Pelo exposto, considerou-se adequado que o incentivo à melhoria da qualidade de serviço induzisse à melhoria do actual nível de qualidade de serviço. Assim, para o ano de 2007 e 2008 propôs-se a fixação de um valor de END_{REF} que, na continuação do estabelecido em 2006, correspondesse a uma taxa anual de melhoria de 8%. Os valores de END_{REF} propostos para 2007 e 2008 são os apresentados no Quadro 6-18.

Quadro 6-18 - Determinação dos valores de END_{REF} propostos para 2007 e 2008

Ano	T (min)	$TIEPI_{REF}$	$C=TIEPI_{REF}/T$	Parâmetro END_{REF}
2006	525600	99,86	0,00019	$END_{REF}=0,00019 \times ED$
2007	525600	$TIEPI_{REF\ 2006} \times 0,92=91,87$	0,000175	$END_{REF}=0,000175 \times ED$
2008	527040	$TIEPI_{REF\ 2007} \times 0,92=84,52$	0,000161	$END_{REF}=0,000161 \times ED$

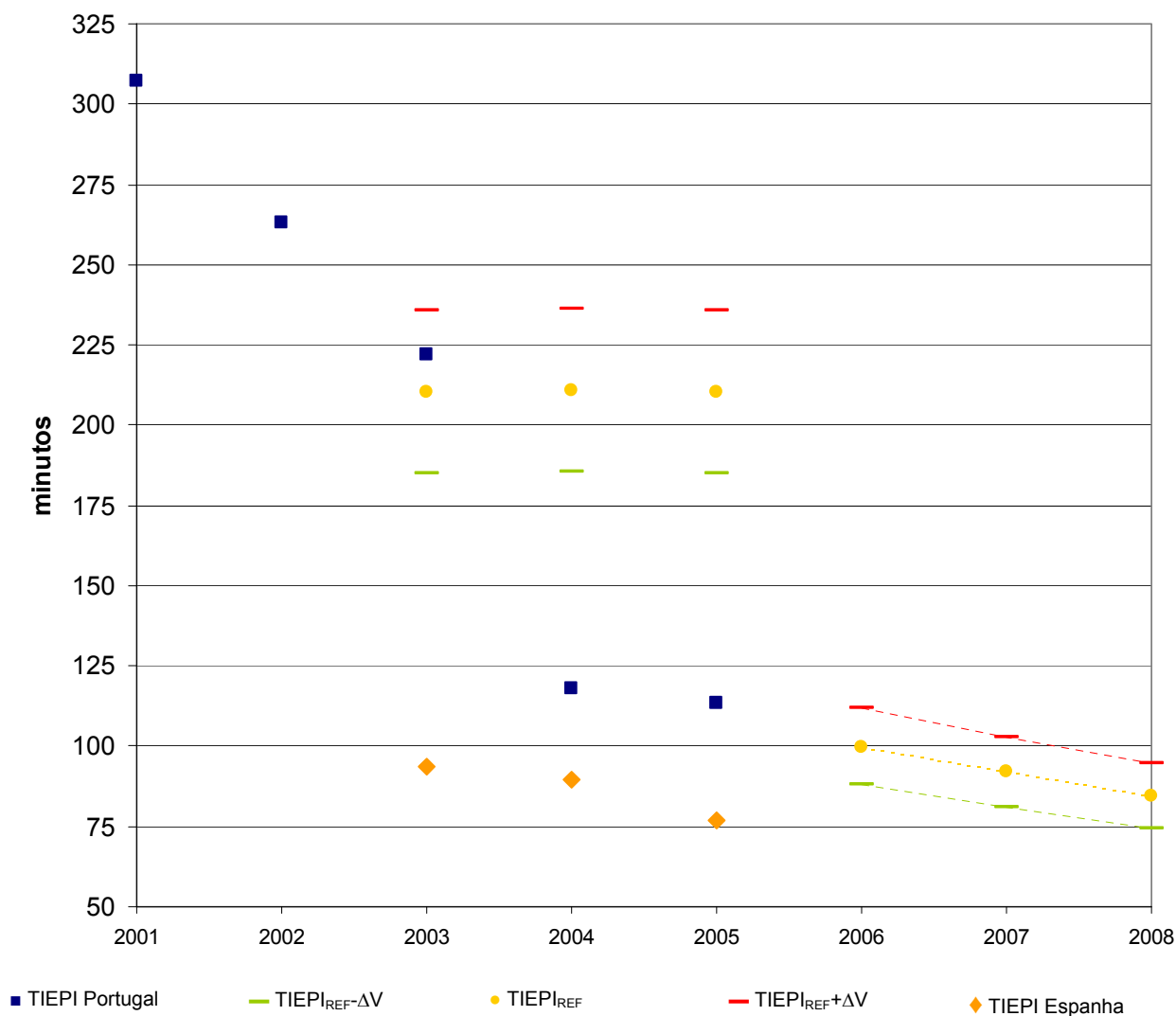
Nota: Dado que de acordo com o mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço, a END_{REF} é definida como uma percentagem da ED, $END_{REF}=C \times ED$, e que o valor de END é determinado com base no valor do TIEPI e da ED, $END=(TIEPI/T) \times ED$, então o valor de referencia do TIEPI determina-se da seguinte forma: $TIEPI_{REF} = C \times T$.

A Figura 6-2 apresenta:

- A evolução do TIEPI em Portugal continental de 2001 a 2005.
- A evolução do TIEPI em Espanha de 2003 a 2005.
- Os valores de TIEPI correspondentes ao valor de $END_{REF} - TIEPI_{REF}$
- Os valores de TIEPI correspondentes aos limites do intervalo de variação da END [$END_{REF}-\Delta V$, $END_{REF}+\Delta V$] no qual o valor do incentivo é nulo, considerando os parâmetros do incentivo à

melhoria da qualidade de serviço em vigor de 2003 a 2006 e os parâmetros propostos para 2007 e 2008 - $TIEPI_{REF-\Delta V}$ e $TIEPI_{REF+\Delta V}$.

Figura 6-2 - Valores de TIEPI em Portugal e Espanha



Fonte: EDP Distribuição, <http://www.mityc.es/es-ES/index.htm>

A figura anterior permite verificar que em 2008 o intervalo de variação de TIEPI para o qual corresponde um valor de END cujo incentivo é nulo, se situa na gama de valores de TIEPI registados em 2003 e 2005 em Espanha. Assim, a proposta de uma taxa anual de melhoria de 8% relativamente ao valor de ENDREF de 2006 delimita o desempenho da rede em 2008, em termos de TIEPI aos valores registados em Espanha em 2003 e 2005.

6.8.5 PARÂMETROS PARA O INCENTIVO À MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO EM 2007 E 2008

Atendendo ao referido anteriormente, a ERSE propôs os seguintes valores para os parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço a aplicar em 2007 e 2008.

Quadro 6-19 - Parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2007 e 2008

	ERSE
$END_{REF (2007)}$	0,000175x ED
$END_{REF (2008)}$	0,000161x ED
ΔV	0,12x END_{REF}
VEND	1,5 €/kWh
$ RQS_{máx} = RQS_{mín} $	5 000 000 EUR

6.9 PARÂMETROS DO INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

6.9.1 PERDAS DE REFERÊNCIA PARA O PERÍODO REGULATÓRIO 2006-2008

No Regulamento Tarifário está previsto um mecanismo de incentivo à redução das perdas na rede de distribuição que visa influenciar as decisões de investimento do operador da rede de distribuição em MT e AT em Portugal continental relativamente a projectos que permitam alcançar reduções extraordinárias de perdas, ou seja, além dos investimentos previstos pela empresa para fazer face à evolução normal dos consumos. Assim, este mecanismo permite ao operador da rede de distribuição em MT e AT em Portugal continental ser remunerado adicionalmente pelo seu desempenho, caso consiga reduzir as perdas nas suas redes abaixo de um valor de referência determinado pela ERSE.

Com o valor de referência de perdas na rede de distribuição, o mecanismo de incentivo prevê ainda:

- Parâmetro de valorização unitária das perdas, V_p , previsto artigo 111.º do Regulamento Tarifário.
- Valor limite máximo para a aplicação do mecanismo de incentivo à redução das perdas (limite também válido em caso de penalização).

No início do actual período regulatório, definiu-se o valor das perdas de referência³⁷ para cada um dos 3 anos do referido período, conforme se apresenta no Quadro 6-20.

Quadro 6-20 - Valores de perdas de referência e valores limite do incentivo à redução de perdas na rede de distribuição

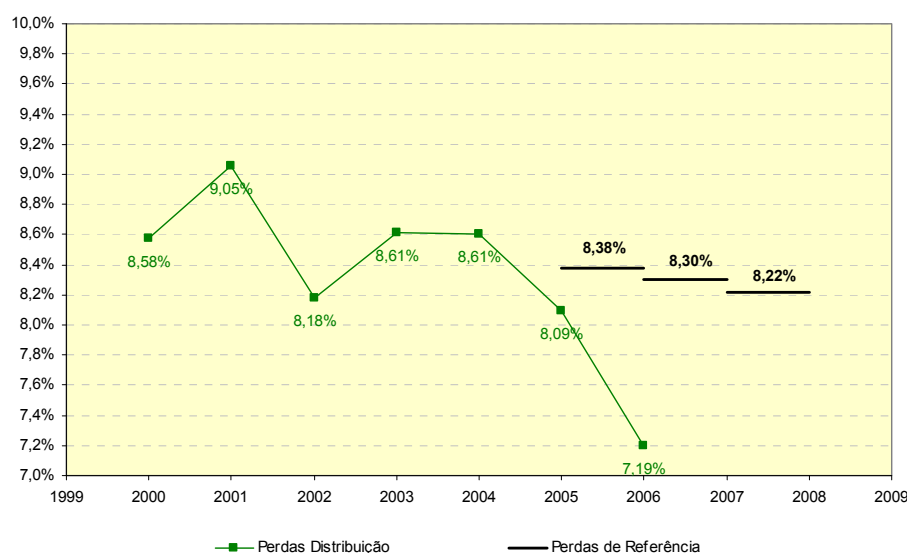
	2006	2007	2008
Valor das perdas de referência	8,38%	8,30%	8,22%

Foi também estabelecido o valor de 0,5 pontos percentuais, em relação ao valor de referência de cada ano, como limite do mecanismo de incentivo.

6.9.2 EVOLUÇÃO DAS PERDAS NAS REDES REFERIDAS À EMISSÃO

Para efeito do mecanismo de incentivo à redução das perdas na rede de distribuição, o cálculo das perdas tem como referencial a energia saída da rede de distribuição, excluindo os consumos em MAT. A Figura 6-3 apresenta a evolução das perdas na rede de distribuição, verificadas entre 2000 e 2006, no seu referencial da saída.

Figura 6-3 - Evolução das perdas verificadas na rede de distribuição no referencial da saída, e perdas de referência para o período regulatório de 2006-2008



³⁷ Para efeito do incentivo à redução de perdas na rede de distribuição, os valores das perdas deverão ser referidas à saída da rede de distribuição, excluindo portanto os consumos em MAT.

De referir que a EDP Distribuição justifica o reduzido valor da percentagem de perdas (7,19%) apresentado em 2006 com base na “ocorrência dos efeitos extraordinários - recuperação de facturação de anos anteriores, acertos no cálculo da energia em contadores ...” cujo montante estima em 400 GWh.

6.9.3 VALORIZAÇÃO DAS PERDAS

Na sequência da proposta enviada à ERSE pela EDP Distribuição, a ERSE decidiu aceitar o valor proposto e fixar o valor do parâmetro de valorização unitária das perdas, V_p , em 0,0596€/kWh.

7 PREÇOS DE SERVIÇOS REGULADOS

7.1 PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS

7.1.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

Os artigos 149.º, 199.º e 55.º do Regulamento de Relações Comerciais (RRC), aprovado pelo Despacho n.º 17744-A/2007, de 10 de Agosto, prevêm, 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.

No caso específico da Região Autónoma dos Açores (RAA) e da Região Autónoma da Madeira (RAM), os artigos 241.º, 249.º e 250.º do RRC prevêm a existência de preços regulados, respectivamente para a realização de leituras extraordinárias, para a quantia mínima em caso de mora e para os serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica.

O RRC estabelece ainda que os operadores de rede ou os comercializadores de último recurso, consoante o caso, devem apresentar, anualmente, até 15 de Setembro, propostas fundamentadas à ERSE para fixação dos preços acima referidos, para vigorarem no ano seguinte.

São apresentadas de seguida e de forma sumária as disposições do RRC consideradas relevantes para a análise desta matéria.

PREÇOS DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA

O artigo 148.º do RRC estabelece que os operadores de rede podem exigir ao cliente a marcação de uma data para efeitos de leitura extraordinária nas seguintes situações:

- Clientes em BTN – quando por facto imputável ao cliente não tiver sido possível a recolha de indicações do equipamento de medição durante 12 meses consecutivos.
- Restantes clientes – quando por facto imputável ao cliente a recolha de indicações do equipamento de medição não puder ser feita, após duas tentativas consecutivas.

O n.º 3 do artigo 148.º do RRC prevê que os operadores de rede possam exigir ao cliente o pagamento dos encargos suportados com as leituras extraordinárias, quando estas ocorram nas situações acima

mencionadas. O artigo 149.º do RRC estabelece que os preços de leitura extraordinária são publicados anualmente pela ERSE, na sequência de propostas fundamentadas dos operadores de rede.

No caso específico das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, o artigo 240.º do RRC estabelece que se aplicam, com as necessárias adaptações, àquelas regiões, as disposições constantes do Capítulo IX do mesmo RRC, onde se integram, entre outras, as matérias relativas à realização de leituras extraordinárias e respectivos preços regulados. Por sua vez, o artigo 241.º do RRC confere à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM os direitos e obrigações atribuídas no mencionado Capítulo IX aos operadores das redes de transporte e de distribuição.

QUANTIA MÍNIMA A PAGAR EM CASO DE MORA

Os n.ºs 1 e 2 do artigo 199.º do RRC estabelecem que o não pagamento da factura dentro do prazo estipulado para o efeito constitui o cliente em mora, ficando este sujeito à cobrança de juros de mora à taxa de juro legal em vigor, calculados a partir do dia seguinte ao do vencimento da factura.

O n.º 3 do referido artigo 199.º estabelece que, nos casos de atrasos de pagamento de clientes em BTN, em que o valor resultante do cálculo dos juros de mora não atinja uma quantia mínima que cubra exclusivamente os custos de processamento administrativo originados pelo atraso, esses clientes podem ficar sujeitos ao pagamento dessa quantia mínima.

O n.º 4 do referido artigo 199.º do RRC estabelece que o valor da quantia mínima seja publicado anualmente pela ERSE, com base nas propostas fundamentadas dos comercializadores de último recurso. A este respeito, o artigo 249.º do RRC define que, para efeitos do disposto no n.º 4 do artigo 199.º, cumpre à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM a apresentação das respectivas propostas para o valor da quantia mínima a pagar em caso de mora.

PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUPÇÃO E DE RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉCTRICA

O n.º 6 do artigo 54.º do RRC prevê que do pré-aviso de interrupção do fornecimento de energia eléctrica devem constar os preços devidos ao operador de rede pelo restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica, após uma interrupção de fornecimento por razão imputável ao cliente. Por outro lado, o n.º 2 do artigo 55.º do RRC prevê que os clientes de BT possam solicitar o restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica nos prazos máximos definidos no RQS, mediante o pagamento de uma quantia a fixar pela ERSE.

Os n.ºs 3 e 4 do artigo 55.º estabelecem que os preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento, bem como a quantia que pode ser cobrada aos clientes em BT pelo serviço de restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica, são publicados anualmente pela ERSE,

na sequência de propostas fundamentadas dos operadores de rede. O artigo 250.º do RRC estabelece que se aplicam, com as necessárias adaptações, às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, as disposições constantes da Secção IV do Capítulo IV do mesmo RRC, onde se integram, entre outras, as matérias relativas à definição dos preços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica.

7.1.2 PROPOSTAS DAS EMPRESAS

7.1.2.1 PREÇOS DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA

EDP DISTRIBUIÇÃO

Os valores propostos pela EDP Distribuição para os preços da leitura extraordinária em 2008 são os indicados no Quadro 7-1, correspondendo à actualização dos preços em vigor em 2007 pelo deflator do consumo privado (índice de preços implícitos no consumo privado) previsto pela empresa para 2008 (2,2%).

Quadro 7-1 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EDP Distribuição

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2007	Preços propostos pela EDP para 2008	Variação ³⁸ (%)
MT (sem telecontagem)	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,26	6,40	2,2
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	24,24	24,77	2,2
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	29,95	30,61	2,2
BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,26	6,40	2,2
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	24,24	24,77	2,2
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	29,95	30,61	2,2
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	4,63	4,73	2,2
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,71	21,17	2,2
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	26,42	27,00	2,2

Aos valores indicados no Quadro 7-1 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 978 leituras extraordinárias a clientes em BTN durante o ano de 2006, das quais 31 foram facturadas aos clientes (30 em dias úteis no período das 8.00h às 17.00h; 1 em dia útil no período entre as 17.00h e as 22.00h). O valor global facturado em 2006 a clientes em BTN ascendeu a 154,62 euros (valor sem IVA).

Já durante o primeiro semestre de 2007, foram realizadas 590 leituras extraordinárias a clientes em BTN, tendo sido facturadas um total de 3, todas em dias úteis no período das 8.00h às 17.00h, num valor global de 13,69 euros (valor sem IVA).

A EDP Distribuição justifica a discrepância entre o número de leituras extraordinárias realizado e o valor facturado com o facto de só algumas das leituras extraordinárias terem sido efectuadas após terem decorridos 12 meses consecutivos sem que tenha sido possível, por facto imputável ao cliente, realizar a leitura dos equipamentos de medição, condição necessária para exigir ao cliente o valor definido para a realização da leitura extraordinária.

³⁸ No presente capítulo a variação percentual entre os preços em vigor em 2007 e os preços propostos para 2008 é calculada da seguinte forma: $[P_{2008}/P_{2007} - 1] \times 100$, em que P_{2007} é o preço no ano 2007 e P_{2008} é o preço proposto para 2008.

A EDP Distribuição refere, ainda, na sua proposta que, de acordo com a sua organização actual, as leituras extraordinárias de instalações de clientes em MT, BTE e BTN são, em regra, efectuadas por empreiteiros contratados e que os valores negociados para vigorarem no ano de 2008, a que acrescem 20% relativos aos custos administrativos, são os indicados no Quadro 7-2.

Quadro 7-2 - Valores das tarefas a realizar por empreiteiros da EDP Distribuição em 2008

Unidade: EUR

Serviços	Tarefa (Prestadores de Serviços)	Custos Administrativos	Custo Total
Leitura extraordinária MT - dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	9,51	1,90	11,41
Leitura extraordinária MT - dias úteis (17:01 às 20:00 horas)	38,18	7,64	45,82
Leitura extraordinária MT - dias úteis (20:01 às 22:00 horas); sáb., dom. e feriados (09:00 às 17:00 horas)	57,26	11,45	68,71
Leitura extraordinária BTE - dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	8,87	1,77	10,64
Leitura extraordinária BTE - dias úteis (17:01 às 20:00 horas)	38,18	7,64	45,82
Leitura extraordinária BTE - dias úteis (20:01 às 22:00 horas); sáb., dom. e feriados (09:00 às 17:00 horas)	57,26	11,45	68,71
Leitura extraordinária BTN - dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	8,87	1,77	10,64
Leitura extraordinária BTN - dias úteis (17:01 às 20:00 horas)	38,18	7,64	45,82
Leitura extraordinária BTN - dias úteis (20:01 às 22:00 horas); sáb., dom. e feriados (09:00 às 17:00 horas)	57,26	11,45	68,71

Da análise do quadro anterior verifica-se que os custos associados à realização de leituras extraordinárias são significativamente superiores aos valores propostos pela EDP Distribuição. No entanto, considerando o interesse em fomentar a recolha de leituras reais dos equipamentos de medição, a EDP Distribuição propõe que os preços das leituras extraordinárias a vigorar em 2008 resultem dos preços em vigor em 2007 actualizados pelo deflator do consumo privado previsto para 2008 (2,2%).

EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES

A EDA propõe que os preços de realização de leituras extraordinárias em 2008 correspondam aos preços em vigor em 2007 actualizados pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2008 (2,6%).

Os preços propostos pela EDA para vigorar em 2008 são os indicados no Quadro 7-3.

Quadro 7-3 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EDA

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2007 na RAA	Preços propostos pela EDA para 2008	Variação (%)
MT, BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,12	6,28	2,6
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	23,70	24,32	2,6
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	29,28	30,04	2,6
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	4,53	4,65	2,6
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,24	20,77	2,6
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,83	26,50	2,6

Aos valores indicados no Quadro 7-3 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 2008 correspondam aos preços em vigor em 2007 actualizados pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2008 (2,3%).

Os valores propostos pela EEM para os preços de realização de leituras extraordinárias em 2008 são os constantes do Quadro 7-4. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre os preços actualmente em vigor e os preços propostos para 2008.

Quadro 7-4 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EEM

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2007 na RAM	Preços propostos pela EEM para 2008	Variação (%)
AT, MT, BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,06	6,20	2,3
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	16,72	17,10	2,3
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	23,65	24,19	2,3
BTN (≤ 62,1 kVA)	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,06	6,20	2,3
	Dias úteis (17:01 às 20:00 horas)	16,72	17,10	2,3
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	23,65	24,19	2,3

Aos valores indicados no Quadro 7-4 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

7.1.2.2 QUANTIA MÍNIMA A PAGAR EM CASO DE MORA

A EDP Serviço Universal propõe para 2007, nos termos do artigo 199.º do RRC, a adopção dos mesmos valores da quantia mínima que foram aprovados para vigorar em 2007. De igual modo, a EEM propôs, para a RAM, a adopção em 2008 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, para a RAA, a adopção, para a quantia mínima em caso de mora, de valores diferentes dos que vigoram na RAA em 2007 e dos que foram propostos pela EDP Serviço Universal e pela EEM para 2008.

Os valores comuns às propostas da EDP Serviço Universal e da EEM constam do Quadro 7-5. Recorde-se que estes valores se mantêm inalterados em Portugal continental desde 1999, data da sua primeira publicação pela ERSE.

Quadro 7-5 - Quantia mínima a pagar em caso de mora – Proposta EDP Serviço Universal e EEM

Unidade: EUR

Atraso no pagamento	Preços em vigor em 2007	Preços propostos para 2008	Variação (%)
Até 8 dias	1,25	1,25	0,0
Mais de 8 dias	1,85	1,85	0,0

No Quadro 7-6 apresentam-se os montantes facturados pela EDP Serviço Universal relativamente às quantias mínimas.

Quadro 7-6 - Facturação de quantias mínimas pela EDP Serviço Universal

Unidade: EUR

Período	Atraso no pagamento até 8 dias	Atraso no pagamento superior a 8 dias	Total
2006	1 834 694	3564228	5 398 922
1.º semestre de 2007	896 023	1 599 689	2 495 712

Os valores propostos pela EDA, relativamente à quantia mínima em caso de mora, para vigorar na RAA, constam do Quadro 7-7, correspondendo, de acordo com a justificação apresentada pela empresa, ao custo ou perda financeira resultante do atraso do pagamento.

Quadro 7-7 - Quantia mínima a pagar em caso de mora – Proposta EDA

Unidade: EUR

Atraso no pagamento	Preços em vigor em 2007	Preços propostos para 2008	Variação (%)
Até 8 dias	1,25	1,82	45,6
Mais de 8 dias	1,85	2,70	46,0

7.1.2.3 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUPÇÃO 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. Os valores que se encontram em vigor em 2007 são os que constam do Quadro 7-8.

Quadro 7-8 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica – clientes em MAT

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2007	Preços propostos pela REN para 2008	Variação (%)
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	-----	-----

Os valores constantes do Quadro 7-8 estão sujeitos à aplicação de IVA à taxa legal em vigor.

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 7-9. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre os preços actualmente em vigor e os preços propostos para 2008.

A proposta apresentada pela EDP Distribuição para 2008 deixou de prever preços para a colocação de fechadura ou tranqueta, passando esse serviço a estar incluído na operação “ligação/desligação”. Esta alteração ocorreu no novo contrato de empreitada contínua efectuado pela EDP Distribuição.

Quadro 7-9 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica - Proposta EDP Distribuição

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2007	Preços propostos pela EDP para 2008	Variação (%)
AT	Sem utilização de meios especiais:			
	Interrupção	82,72	76,77	-7,2
	Restabelecimento	82,72	76,77	-7,2
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):			
	Interrupção	895,56	808,54	-9,7
	Restabelecimento	895,56	971,23	8,5
MT	Sem utilização de meios especiais:			
	Interrupção	82,72	56,03	-32,3
	Restabelecimento	82,72	96,37	16,5
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):			
	Interrupção	374,81	234,36	-37,5
	Restabelecimento	374,81	236,21	-37,0
BTE	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:			
	Interrupção	10,18	10,64	4,5
	Restabelecimento	10,18	10,64	4,5
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	11,86	10,92	-7,9
	Adicional para operação de colocação/subs. de fechadura ou tranqueta	10,45	---	---
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:			
	<i>Chegadas aéreas</i>			
	Interrupção	26,35	25,03	-5,0
	Restabelecimento	26,35	25,03	-5,0
	<i>Chegadas subterrâneas</i>			
	Interrupção	67,67	56,75	-16,1
	Restabelecimento	67,67	56,75	-16,1
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica nos prazos previstos no RQS	19,78	35,18	77,8

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2007	Preços propostos pela EDP para 2008	Variação (%)
BTN	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:			
	Interrupção	10,18	10,40	2,2
	Restabelecimento	10,18	10,40	2,2
	Adicional para operação de enfiamento/dsenfiamento de derivação	11,86	10,92	-7,9
	Adicional para operação de colocação/subs. de fechadura ou tranqueta	10,45	---	---
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:			
	<i>Chegadas aéreas</i>			
	Interrupção	26,14	25,03	-4,2
	Restabelecimento	26,14	25,03	-4,2
	<i>Chegadas subterrâneas</i>			
	Interrupção	67,14	56,75	-15,5
	Restabelecimento	67,14	56,75	-15,5
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica nos prazos previstos no RQS	18,24	18,64	2,2

Aos valores indicados no Quadro 7-9 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

À semelhança do que acontece para as restantes situações de preços propostos no âmbito do RRC, a EDP Distribuição, no que diz respeito aos preços de serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica, considera a estrutura de custos das tarefas específicas associadas, realizadas por prestadores de serviços, a que acresce uma parcela de 20% relativa a custos administrativos e de estrutura.

O Quadro 7-10 apresenta os valores das tarefas executadas pelos prestadores de serviços da EDP Distribuição, associados aos preços propostos pela empresa para os serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica.

Quadro 7-10 - Valores das tarefas associadas aos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica

Unidade: EUR

Serviços	Tarefa (Prestadores de Serviços)	Custos Administ.	Custo Total
Interrupção e restabelecimento em BT	17,73	3,55	21,28
Interrupção ou restabelecimento em BT	8,87	1,77	10,64
Revisão de corte em BT	8,87	1,77	10,64
Ligação/Desligação de cabo torçada - Chegada aérea	20,86	4,17	25,03
Montagem/desmontagem de caixa união - Chegada subterrânea	15,24	3,05	18,30
Ligação/Desligação de cabo BT - Chegada subterrânea	4,46	0,89	5,36
Abertura/Reposição de vala (1m) - Chegada subterrânea	27,58	5,52	33,10
Operação de enfiamento/desenfiamento de condutores de entrada	9,10	1,82	10,92
Serviço de Piquete em BT - dias úteis das 8.00h às 20.00h	38,18	7,64	45,82
Serviço de Piquete em BT - dias úteis das 0.00h às 8.00h e das 20.00h às 24.00h; sábados, domingos e feriados	57,26	11,45	68,71
Interrupção em MT	46,69	9,34	56,03
Restabelecimento em MT	80,31	16,06	96,37
Interrupção em MT - TET	195,30	39,06	234,36
Restabelecimento em MT - TET	196,84	39,37	236,21
Interrupção ou restabelecimento em AT	63,97	12,79	76,77
Interrupção em AT - TET	673,78	134,76	808,54
Restabelecimento em AT - TET	809,36	161,87	971,23

Os preços propostos pela EDP Distribuição coincidem com os indicados no quadro anterior (incluindo encargos administrativos), com excepção da interrupção e restabelecimento em BTN, em que a EDP limita o aumento de preço a ao valor previsto para o deflactor para o consumo privado (2,2%).

Deve realçar-se a diminuição significativa nos trabalhos em tensão a qual, segundo informação da empresa, se deve ao aumento da concorrência no fornecimento deste tipo de serviço, a par de um aumento do número de empresas qualificadas para realizar este tipo de trabalhos.

Importa, ainda, referir que o valor proposto para os serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica para clientes em BTE no caso de intervenções especiais ao nível de chegadas subterrâneas (56,75 euros) resulta da adição das seguintes tarefas:

- Montagem / desmontagem de caixa de união (18,30 euros).
- Ligação / desligação de cabo BT (5,36 euros).

- Abertura / reposição de 1 metro de vala (33,10 euros).

A EDP Distribuição justifica o valor proposto para o restabelecimento urgente de fornecimento para a BTE tendo por base o preço pago aos empreiteiros na execução do serviço de piquete BT/MT (horário normal), que representa para a empresa um custo de 45,82 euros (incluindo 20% de encargos administrativos). Uma vez que o serviço de restabelecimento urgente do fornecimento deve considerar somente o adicional relativo à urgência, há que deduzir o que custaria um restabelecimento normal do fornecimento (10,64 euros). Deste modo, o preço proposto para este serviço, em BTE, é calculado da seguinte forma: $45,82 - 10,64 = 35,18$ euros. O valor proposto para o serviço de restabelecimento urgente do fornecimento na BTE em 2008 representa um aumento de 77,8% relativamente ao valor em vigor em 2007 (em 2007 o preço aprovado considerou a proposta da empresa de somente cobrar 50% dos custos verificados).

No que respeita aos clientes em BTN, a EDP Distribuição propõe a actualização do preço do serviço de restabelecimento urgente do fornecimento na BTN em vigor em 2007 pelo deflator relativo ao consumo privado previsto para 2007. Deste modo, tendo por base um valor de 2,2% para o índice referido, a EDP Distribuição propõe um valor de 18,64 euros.

De acordo com a proposta submetida à ERSE pela EDP Distribuição, o número de situações tipificadas como de prestação de serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica, durante o ano 2006 e primeiro semestre de 2007 distribuem-se de acordo com o Quadro 7-11.

Quadro 7-11 - Número de ordens de serviço relativas a interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica

Cliente	Actividades	Ano 2006	1.º Semestre 2007
AT	Interrupção: sem utilização de meios especiais	0	1
	Restabelecimento: com meios especiais	0	1
MT	Interrupção: sem utilização de meios especiais	518	424
	com utilização de meios especiais	773	639
	Restabelecimento: sem utilização de meios especiais	1	0
	com utilização de meios especiais	853	710
BTE	Interrupção	724	586
	Restabelecimento	1 055	952
BTN	Interrupção	215 867	123 733
	Revisão de corte	61 581	36 904
	Restabelecimento	208 861	122 657

Nota: Questionada a EDP Distribuição sobre a discrepância entre o número de reestabelecimentos e o número de interrupções, a empresa informou que, em especial na BTE, existem algumas interrupções sem a respectiva ordem de serviço (registo no sistema). Estas situações são justificadas pela empresa como resultando de um tratamento mais personalizado dos clientes em que é feito um acompanhamento de perto dos casos, originando situações em que ordens de serviço para corte sejam, numa primeira fase, anuladas, sendo a interrupção posteriormente executada sem ordem de serviço.

Em 2006 e no 1.º semestre de 2007, o número de solicitações de restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica e os montantes cobrados a clientes foram os seguintes:

- 2006 – 4 979 restabelecimentos urgentes, a que correspondeu a cobrança de 105 611,73 euros.
- 1.º Semestre de 2007 – 3 631 restabelecimentos urgentes, a que correspondeu a cobrança de 78 666 euros.

EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES

A EDA propõe a actualização dos preços em vigor em 2007 de acordo com a taxa de inflação prevista pela empresa para 2008 (2,6%). Somente para os serviços de interrupção e restabelecimento em MT (sem recurso a meios especiais), a EDA propõe um aumento superior por considerar que nesta situação é imprescindível que o preço reflecta os custos reais.

O Quadro 7-12 apresenta os valores propostos pela EDA para os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica.

Quadro 7-12 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica - Proposta EDA

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2007 na RAA	Preços propostos pela EDA para 2008	Variação (%)
MT	Sem utilização de meios especiais:			
	Interrupção	47,98	70,18	46,2
	Restabelecimento	47,98	70,18	46,2
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):			
	Interrupção	424,39	435,42	2,6
	Restabelecimento	424,39	435,42	2,6
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:			
	Interrupção	13,45	13,80	2,6
	Restabelecimento	13,45	13,80	2,6
	Adicional para operação de soldadura, ou dessoldadura	10,46	10,73	2,6
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:			
	<i>Chegadas aéreas</i>			
	Interrupção	24,71	25,35	2,6
	Restabelecimento	24,71	25,35	2,6
	<i>Chegadas subterrâneas</i>			
	Interrupção	49,43	50,72	2,6
	Restabelecimento	49,43	50,72	2,6
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica			
	Clientes em BTE	19,96	20,48	2,6
	Clientes em BTN	18,24	18,71	2,6

Aos valores indicados no Quadro 7-12 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 2007 pela taxa de inflação prevista pela empresa (2,3%).

Os valores propostos pela EEM, no âmbito do artigo 250.º do RRC, são os constantes do Quadro 7-13.

Quadro 7-13 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica - Proposta EEM

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2007 na RAM	Preços propostos pela EEM para 2008	Variação (%)
AT, MT	Sem utilização de meios especiais:			
	Interrupção	23,20	23,73	2,3
	Restabelecimento	23,20	23,73	2,3
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):			
	Interrupção	89,51	91,57	2,3
	Restabelecimento	89,51	91,57	2,3
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação, sem utilização de meios especiais:			
	Interrupção	9,80	10,03	2,3
	Restabelecimento	9,80	10,03	2,3
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:			
	<i>Chegadas aéreas</i>			
	Interrupção	22,02	22,53	2,3
	Restabelecimento	22,02	22,53	2,3
	<i>Chegadas subterrâneas</i>			
	Interrupção	63,67	65,13	2,3
	Restabelecimento	63,67	65,13	2,3
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica			
	Clientes em BTE	19,96	20,42	2,3
	Clientes em BTN	18,24	18,66	2,3

Aos indicados no Quadro 7-13 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

7.1.3 VALORES A VIGORAR EM 2008

7.1.3.1 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 impede o acesso directo aos contadores durante 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 2008 para a realização de leituras extraordinárias considera uma actualização dos preços em vigor em 2007 pelo valor da variação do deflator do consumo privado (índice de preços implícitos no consumo privado)³⁹, tendo, para o efeito, sido considerado um valor de 2,2% para 2008⁴⁰.

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

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

Considerando as razões expostas, a ERSE aceita a proposta da EDP Distribuição, no que concerne à realização de leituras extraordinárias de equipamentos de medição.

Assim, os preços a cobrar em Portugal continental pela realização de leituras extraordinárias dos consumos de energia eléctrica, previstos no Artigo 149.º do RRC, são os constantes do Quadro 7-14.

Quadro 7-14 - Preços de leitura extraordinária em Portugal continental para 2008

Unidade: EUR

Clientes	Horário	Preços
MT e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,40
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	24,77
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	30,61

³⁹ 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.

⁴⁰ Valor constante do documento "Programa de Estabilidade e Crescimento - Actualização para o período de 2005-2009", publicado pelo Ministério das Finanças.

Clientes	Horário	Preços
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	4,73
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	21,17
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	27,00

Aos valores constantes do Quadro 7-14 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 7-14.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

A EDA informou que os custos reais para a prestação deste serviço têm sido superiores aos preços fixados pela ERSE. Na proposta deste ano a empresa optou por limitar os preços à actualização dos preços em vigor em 2007 pela taxa de inflação prevista pela empresa (2,6%).

Na ausência de justificações detalhadas e rigorosas que sustentem os valores propostos pela EDA, considera-se mais adequado utilizar o valor previsto para o índice de preços implícitos no consumo privado (2,2%) para limitar o acréscimo dos preços actualmente em vigor. Deste modo, os valores a vigorar em 2008 serão os constantes do Quadro 7-15.

Quadro 7-15 - Preços de leitura extraordinária na RAA para 2008

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
MT e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,25
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	24,22
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	29,92
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	4,63
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,69
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	26,40

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

Aos valores constantes do Quadro 7-15 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 7-15.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

A ERSE considera aceitável a proposta de actualização dos preços em vigor em 2007 pela taxa de inflação. No entanto, conforme já anteriormente referido, considera-se mais adequado utilizar o valor previsto para o índice de preços implícitos no consumo privado (2,2%) para limitar o acréscimo dos preços actualmente em vigor. Deste modo, os valores a vigorar em 2008 serão os constantes do Quadro 7-16.

Quadro 7-16 - Preços de leitura extraordinária na RAM para 2008

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
AT, MT e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,19
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	17,09
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	24,17
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,19
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	17,09
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	24,17

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

Aos valores constantes do Quadro 7-16 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 7-16.

7.1.3.2 QUANTIA MÍNIMA A PAGAR EM CASO DE MORA

Os valores para a quantia mínima a pagar em caso de mora mantêm-se inalterados desde 1999, ano em que foram aprovados pela primeira vez pela ERSE, tendo em 2004 sido adoptados para a RAA e para a RAM. A primeira aprovação destes valores esteve condicionada à demonstração 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 2008 são coincidentes e correspondem aos valores em vigor em 2007.

A proposta da EDA não tem por base os pressupostos previstos no Regulamento de Relações Comerciais, que estabelece que devem ser considerados exclusivamente os custos de processamento administrativos originados pelo atraso. A EDA justifica os valores propostos com a importância dos custos ou perdas financeiras resultantes do atraso no pagamento das facturas.

Deste modo, a ERSE aceita as propostas da EDP Distribuição e da EEM. No que respeita à EDA, e uma vez que a proposta não cumpre os pressupostos do RRC, a ERSE considera adequado manter os valores actualmente em vigor (iguais aos da RAM e de 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, designadamente em 2007, correspondendo aos valores que se apresentam no Quadro 7-17.

Quadro 7-17 - Valor da quantia mínima a pagar em caso de mora para 2008 em Portugal continental, na RAA e na RAM

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

Os prazos referidos no Quadro 7-17 são prazos contínuos.

Na RAA, a quantia mínima aplica-se somente aos clientes de BTN com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA.

7.1.3.3 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUPÇÃO 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 oito 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.

Conforme já referido, a EDP Distribuição negociou um novo contrato de empreitada contínua que inclui a realização das tarefas associadas à interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica, o que levou à diminuição em número significativo dos custos associados a determinadas tarefas. No que respeita aos custos dos serviços de interrupção e restabelecimento, a EDP Distribuição propõe, na maioria dos casos, a diminuição dos preços a cobrar aos clientes. Apesar disso, existem algumas situações de aumento de preço, destacando-se o importante aumento verificado na reposição urgente em BTE, que se deve à mudança de metodologia no cálculo do preço utilizada pela EDP Distribuição.

Tendo em conta que na generalidade se verifica uma evolução favorável dos preços, a ERSE considera aceitável a proposta da EDP Distribuição, com excepção do valor proposto para a reposição urgente em BTE. A ERSE não considera aceitável o aumento proposto para este serviço (77,8%), uma vez que o valor actualmente em vigor resultou de proposta da EDP Distribuição apresentada em 2006.

Deste modo, os preços a vigorar em 2008 são os constantes do Quadro 7-18, correspondendo à actualização do preço em vigor em 2007 pelo índice de preços implícitos no consumo privado previsto para 2008 (2,2%).

Em face da ausência de proposta por parte da REN para os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica em MAT, a ERSE decidiu que, em 2008, estes se mantenham inalterados face aos que foram aprovados para vigorar em 2007.

Quadro 7-18 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental para 2008

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	76,77
	Restabelecimento	76,77
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):	
	Interrupção	808,54
	Restabelecimento	971,23

Cliente	Serviços	Preços
MT	Sem utilização de meios especiais:	
	Interrupção	56,03
	Restabelecimento	96,37
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):	
	Interrupção	234,36
	Restabelecimento	236,21
BTE	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:	
	Interrupção	10,64
	Restabelecimento	10,64
	Adicional para operação de enfiamento/dsenfiamento de derivação	10,92
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:	
	<i>Chegadas aéreas</i>	
	Interrupção	25,03
	Restabelecimento	25,03
	<i>Chegadas subterrâneas</i>	
	Interrupção	56,75
	Restabelecimento	56,75
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica nos prazos previstos no RQS	20,22
BTN	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:	
	Interrupção	10,40
	Restabelecimento	10,40
	Adicional para operação de enfiamento/dsenfiamento de derivação	10,92
	Adicional para operação de colocação/subs. de fechadura ou tranqueta	---
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:	
	<i>Chegadas aéreas</i>	
	Interrupção	25,03
	Restabelecimento	25,03
	<i>Chegadas subterrâneas</i>	
	Interrupção	56,75
	Restabelecimento	56,75
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica nos prazos previstos no RQS	18,64

Aos valores constantes do Quadro 7-18 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 pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2008 (2,6%), com excepção do custo de interrupção/restabelecimento em MT (sem recurso a meios especiais). Neste caso o aumento proposto é superior (cerca de 46%), justificado pela EDA como reflectindo os custos incorridos pela empresa.

À semelhança do que se verificou com a aprovação dos preços actualmente em vigor, a ERSE não considera aceitáveis variações de preços desta magnitude sem uma justificação detalhada e rigorosa dos custos.

Tendo em conta o exposto, a ERSE decidiu actualizar os valores actualmente em vigor pelo índice de preços implícitos no consumo privado (2,2%). Deste modo, os valores a vigorar em 2008 são os constantes do Quadro 7-19.

Quadro 7-19 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA para 2008

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
MT	Sem utilização de meios especiais:	
	Interrupção	49,04
	Restabelecimento	49,04
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):	
	Interrupção	433,73
	Restabelecimento	433,73
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:	
	Interrupção	13,75
	Restabelecimento	13,75
	Adicional para operação de soldadura, ou dessoldadura	10,69
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:	
	<i>Chegadas aéreas</i>	
	Interrupção	25,25
	Restabelecimento	25,25
	<i>Chegadas subterrâneas</i>	
	Interrupção	50,52
	Restabelecimento	50,52
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica	
	Clientes em BTE	20,40
	Clientes em BTN	18,68

Aos valores constantes do Quadro 7-19 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 2008 (2,3%), informando que não se verificaram alterações na estrutura dos custos e na metodologia seguida na elaboração da proposta de preços. Como já anteriormente referido, a ERSE considera mais adequado utilizar o valor previsto para o índice de preços implícitos no consumo privado (2,2%) para limitar o acréscimo dos preços actualmente em vigor. Deste modo, os valores a vigorar em 2008 serão os constantes do Quadro 7-20.

Quadro 7-20 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAM para 2008

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
AT e MT	Sem utilização de meios especiais:	
	Interrupção	23,71
	Restabelecimento	23,71
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):	
	Interrupção	91,48
	Restabelecimento	91,48
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:	
	Interrupção	10,02
	Restabelecimento	10,02
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:	
	<i>Chegadas aéreas</i>	
	Interrupção	22,50
	Restabelecimento	22,50
	<i>Chegadas subterrâneas</i>	
	Interrupção	65,07
	Restabelecimento	65,07
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica	20,40
	Clientes em BTE	18,64
	Clientes em BTN	

Aos valores constantes do Quadro 7-20 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

7.2 PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

7.2.1 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). Note-se que os restantes preços regulados que vigoraram em anos anteriores deixam de ser publicados anualmente pela ERSE, de acordo com o RQS publicado a 8 de Março de 2006, passando a constar do próprio regulamento.

O RQS da RAA e da RAM prevê a fixação pela ERSE dos seguintes valores⁴¹:

- 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 encontra 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 mediante proposta das empresas.

Seguidamente apresentam-se, de forma sumária, as disposições do RQS para Portugal continental e para as Regiões Autónomas consideradas relevantes para análise desta matéria.

VERIFICAÇÃO DA QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO (PORTUGAL CONTINENTAL, RAA E RAM)

O artigo 7.º dos RQS da RAA e RAM e o art.º 46.º do RQS aplicável em Portugal continental estabelecem que a verificação do cumprimento dos padrões de natureza técnica é efectuada com base em planos anuais de monitorização elaborados pelos operadores de redes de transporte e distribuição (Portugal continental) e pela entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e entidade concessionária do transporte e distribuição na RAA. Os planos são aprovados pela Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG) ou pela Direcção Regional do Comércio, Indústria e Energia (DRCIE), consoante o caso, após audição da ERSE. A ERSE é a entidade responsável pela fiscalização do cumprimento dos planos.

Os RQS estabelecem ainda que as entidades acima referidas devem suportar todos os custos de investigação decorrentes de reclamações de clientes relativas à qualidade da onda de tensão. No entanto, o RQS prevê também que nas situações em que se verifique que os requisitos mínimos de qualidade são observados, ou não o são por razões imputáveis ao reclamante, a entidade reclamada seja reembolsada pelo cliente dos custos associados à monitorização da qualidade da onda de tensão, até ao valor limite a publicar anualmente pela ERSE.

⁴¹ Apesar de serem regulamentos distintos, as referências aos artigos são as mesmas na RAA e na RAM.

VISITAS ÀS INSTALAÇÕES DOS CLIENTES (RAA E RAM)

Os artigos 34.º dos RQS das Regiões Autónomas estabelecem que na marcação das visitas às instalações dos clientes deve ser fixado um intervalo de tempo, com a duração máxima de três horas, durante o qual deve ocorrer a visita. O mesmo artigo estabelece que, no caso de o cliente não se encontrar nas suas instalações durante o período acordado para a realização da visita, a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM ou a entidade concessionária do transporte e distribuição na RAA pode exigir-lhe o pagamento de uma quantia relativa à deslocação efectuada, cujo valor é fixado anualmente pela ERSE, mediante proposta daquelas entidades.

AVARIAS NA ALIMENTAÇÃO INDIVIDUAL DOS CLIENTES (RAA E RAM)

A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM ou a entidade concessionária do transporte e distribuição na RAA, sempre que tenham conhecimento da ocorrência de avarias na alimentação individual de energia eléctrica dos seus clientes, devem iniciar a sua reparação nos prazos seguintes:

- Para os clientes de BT nas Zonas A e B - quatro horas.
- Para os clientes de BT na Zona C - cinco horas.
- Para os restantes clientes - quatro horas.

O artigo 35.º dos RQS estabelece que no caso de se verificar que a avaria comunicada se situa na instalação de utilização do cliente e é da sua responsabilidade, a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM ou a entidade concessionária do transporte e distribuição na RAA pode exigir-lhe o pagamento de uma quantia relativa à deslocação efectuada, cujo valor é fixado anualmente pela ERSE, mediante proposta das empresas.

INDICADORES INDIVIDUAIS DE QUALIDADE COMERCIAL (PORTUGAL CONTINENTAL, RAA E RAM)

O RQS aplicável em Portugal continental define cinco indicadores individuais relativos aos seguintes serviços:

- Visitas às instalações dos clientes.
- Assistência técnica após comunicação, pelo cliente, de avaria na sua alimentação individual de energia eléctrica.
- Restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica após suspensão do serviço por facto imputável ao cliente.
- Leitura dos equipamentos de medição.
- Tratamento de reclamações.

O incumprimento dos padrões individuais de qualidade comercial estabelecidos obriga ao pagamento ao cliente de uma compensação com o valor indicado no Quadro 7-21.

Quadro 7-21 - Valor das compensações (qualidade comercial - Portugal continental)

Unidade: EUR

Tipo de cliente	Valor da compensação
BTN	18,00
BTE	30,00
MT, AT e MAT	92,00

Os RQS aplicáveis na RAA e na RAM definem seis indicadores individuais de qualidade de serviço relativos aos seguintes serviços:

- Visitas às instalações dos clientes.
- Assistência técnica após comunicação, pelo cliente, de avaria na sua alimentação individual de energia eléctrica.
- Restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica após suspensão do serviço por facto imputável ao cliente.
- Tratamento de reclamações relativas a facturação ou cobrança.
- Tratamento de reclamações relativas às características técnicas da tensão.
- Tratamento de reclamações relativas ao funcionamento do equipamento de contagem.

O incumprimento dos padrões individuais de qualidade comercial estabelecidos obriga ao pagamento ao cliente de uma compensação com o valor indicado no Quadro 7-22.

Quadro 7-22 - Valor das compensações (qualidade comercial - Regiões Autónomas)

Unidade: EUR

Tipo de cliente	Valor da compensação
BTN	15,00
BTE	25,00
MT e AT	75,00

Para além dos aspectos regulamentares anteriormente analisados, importa ainda referir que, as compensações a pagar aos clientes em caso de incumprimento dos padrões individuais têm um valor simbólico e visam os seguintes objectivos principais:

- Compensar os clientes sempre que a prestação do serviço não seja efectuada de acordo com os padrões de qualidade de serviço.
- Penalizar as actuações menos correctas das empresas e contribuir para que estas melhorem a qualidade do serviço prestado.
- Constituir um sinal de que os compromissos com a qualidade de serviço são efectivos e que o incumprimento dos padrões individuais de qualidade de serviço tem consequências para os distribuidores e uma contrapartida para os clientes afectados.

7.2.2 PROPOSTA DAS EMPRESAS

7.2.2.1 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 foi calculada pela EDP Distribuição considerando o desenvolvimento das actividades e custos unitários indicados no Quadro 7-23. Os custos do equipamento sofreram uma actualização de 2,2% relativamente aos do ano anterior. No que respeita aos custos com transportes, foi considerado o valor atribuído a funcionários e agentes da administração pública. Os restantes custos correspondem aos custos internos considerados em projectos de investigação e desenvolvimento.

A verificação da qualidade de onda de tensão em clientes MAT, AT e MT obriga a um período de monitorização de, no mínimo, um mês.

Quadro 7-23 - Estimativa dos custos das acções de monitorização em MAT, AT e MT para 2008

Unidade: EUR

Actividade	Qtd.	Unid.	C. unitário	Subtotal
Aluguer do equipamento "Power Quality Analyser" (PQA)	1	mês	501,63	501,63
Instalação do "PQA" e análise da instalação cliente	32	h	38,00	1 216,00
Apoio das Áreas de Rede	4	h	38,00	152,00
Apoio da Direcção de Condução	4	h	38,00	152,00
Análise de dados e elaboração do relatório	40	h	38,00	1 520,00
Preparação e apresentação de conclusões	16	h	38,00	608,00
Transportes	600	km	0,38	228,00
Total				4 377,63

A EDP Distribuição estima um custo directo de 4 377,63 euros por acção de monitorização, que adicionado de 20% correspondentes aos encargos administrativos conduz a um custo total estimado de aproximadamente 5 253 euros.

O custo directo estimado para esta mesma monitorização em 2006 foi de 5 120 euros, pelo que o valor apresentado pela EDP Distribuição para 2008 representa um aumento de 2,6%. A variação dos custos unitários que justifica o aumento global verificado é apresentada no Quadro 7-24, incluindo-se ainda o histórico de 2004 a 2007.

Quadro 7-24 - Variação dos custos unitários na monitorização em MAT, AT e MT

Unidade: EUR

Actividade	C. unitário 2004	C. unitário 2005	C. unitário 2006	C. unitário 2007	C. unitário 2008	Variação 2007 - 2008 (%)
Aluguer do equipamento "Power Quality Analyser" (PQA)	469,00	469,00	480,26	490,83	501,63	2,2
Instalação do "PQA" e análise da instalação cliente	32,28	33,28	34,24	37,00	38,00	2,7
Apoio das Áreas de Rede	32,28	33,28	34,24	37,00	38,00	2,7
Apoio da Direcção de Condução	32,28	33,28	34,24	37,00	38,00	2,7
Análise de dados e elaboração do relatório	32,28	33,28	34,24	37,00	38,00	2,7
Preparação e apresentação de conclusões	32,28	33,28	34,24	37,00	38,00	2,7
Transportes (€/km)	0,32	0,35	0,36	0,37	0,38	2,7

No que respeita à BT, 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 foi calculada pela EDP Distribuição considerando o desenvolvimento das actividades e custos unitários indicados no Quadro 7-25.

Quadro 7-25 - Estimativa dos custos das acções de monitorização em BT para 2008

Unidade: EUR

Actividade	Qtd.	Unid.	C. unitário	Subtotal
Amortização do analisador	1	Semana	9,14	9,14
Instalação / Desmontagem do equipamento	3	h	23,00	69,00
Elaboração do relatório	1	h	38,00	38,00
Transportes	80	km	0,38	30,40
Total				146,54

A EDP Distribuição estima um custo directo de 146,54 euros, que adicionado de 20% correspondentes aos encargos administrativos, conduz a um custo total estimado de aproximadamente 176 euros.

O custo directo estimado para esta mesma monitorização em 2007 foi de 171 euros, pelo que o valor apresentado pela EDP Distribuição para 2008 representa um aumento de 2,9%. No Quadro 7-26 apresentam-se os custos unitários na monitorização em BT verificados entre 2004 e 2007, bem como os valores propostos para 2008 e a variação relativamente aos valores de 2007.

Quadro 7-26 - Variação dos custos unitários na monitorização em BT

Unidade: EUR

Actividade	C. unitário 2004	C. unitário 2005	C. unitário 2006	C. unitário 2007	C. unitário 2008	Variação 2007 - 2008 (%)
Amortização do analisador	8,54	8,54	8,75	8,94	9,14	2,2
Instalação / Desmontagem do equipamento	20,14	20,49	21,08	22,00	23,00	4,6
Elaboração do relatório	32,28	33,28	34,24	37,00	38,00	2,7
Transportes (€/km)	0,315	0,35	0,36	0,37	0,38	2,7

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 destes limites de preços em anos anteriores teve em consideração os seguintes princípios gerais:

- Os valores limite a fixar não devem ser inibidores do direito de reclamação dos clientes quando haja a suspeita de que o fornecimento de energia eléctrica não está a ser efectuado dentro dos limites regulamentares.
- Os valores a pagar pelos clientes podem contribuir para moderar a apresentação de reclamações injustificadas.
- Os valores limite devem ser diferenciados por nível de tensão de alimentação da instalação do cliente.

A EDP Distribuição manifestou concordância com estes princípios nas propostas apresentadas em anos anteriores, mantendo na proposta agora apresentada para 2008 a mesma metodologia.

Deste modo, a EDP Distribuição propõe para 2008 os valores constantes do Quadro 7-27, aos quais acresce IVA à taxa legal em vigor.

Quadro 7-27 - 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 2008
BTN	176	20	20
BTE	176	490	176
MT	5 253	1 560	1 560
AT	5 253	63 250	5 253
MAT	5 253	137 370	5 253

De acordo com a metodologia seguida, os valores limite propostos para 2008 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 7-28 comparam-se os valores limite propostos pela EDP Distribuição para 2008 com os valores em vigor em 2007.

Quadro 7-28 - Comparação dos valores limite em vigor com os propostos para 2007

Unidade: EUR

Cliente	Valores limite em 2007	Valores limite propostos para 2008	Variação (%)
BTN	20	20	0,00
BTE	170	176	3,53
MT	1 550	1 560	0,65
AT	5 120	5 253	2,60
MAT	5 120	5 253	2,60

No âmbito do artigo 46.º do RQS, em 2006 e no primeiro semestre de 2007, a EDP Distribuição não procedeu a qualquer verificação da qualidade da onda de tensão nas instalações de clientes, resultantes de reclamações.

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 que os valores limite a cobrar pela verificação da qualidade da onda de

tensão em instalações de clientes correspondam a 50% do valor da facturação média mensal dos diferentes níveis de tensão.

A consideração deste critério faz com que os valores propostos para 2008 sejam consideravelmente superiores aos valores actualmente em vigor.

Os valores actualmente em vigor e os propostos pela EDA são apresentados no Quadro 7-29.

Quadro 7-29 - Valor limite previsto no artigo 7.º do RQS – Proposta da EDA

Unidade: EUR

Cliente	Valor limite em vigor em 2007 na RAA	Valor limite proposto pela EDA para 2008	Variação (%)
BTN	18,44	19,25	4,39
BTE	194,70	791,94	406,75
MT	961,59	1 702,57	177,06

EEM - ELECTRICIDADE DA MADEIRA

A EEM propõe para 2008 uma actualização dos valores limite actualmente em vigor pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2008 (2,3%).

Os valores actualmente em vigor e os propostos pela EEM são apresentados no Quadro 7-30.

Quadro 7-30 - Valor limite previsto no artigo 7.º do RQS – Proposta da EEM

Unidade: EUR

Cliente	Valor limite em vigor em 2007 na RAM	Valor limite proposto pela EEM para 2008	Variação (%)
BTN	20,44	20,91	2,3
BTE	160,15	163,83	2,3
MT	947,11	968,89	2,3

7.2.2.2 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 2008 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 2008 (2,6%).

Os valores actualmente em vigor e os propostos pela EDA são apresentados no Quadro 7-31.

Quadro 7-31 - Quantia prevista no artigo 34.º do RQS – Proposta da EDA

Unidade: EUR

Cliente	Valores em vigor em 2007 na RAA	Valores propostos pela EDA para 2008	Variação (%)
BTN	12,16	12,48	2,6
BTE	25,00	25,00	0,0
MT	38,94	39,95	2,6

EEM - ELECTRICIDADE DA MADEIRA

A EEM propõe que, em 2008, 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 2008 (2,3%).

Os valores actualmente em vigor e os propostos pela EEM são apresentados no Quadro 7-32.

Quadro 7-32 - Quantia prevista no artigo 34.º do RQS – Proposta da EEM

Unidade: EUR

Cliente	Valores em vigor em 2007 na RAM	Valores propostos pela EEM para 2008	Variação (%)
BTN	13,12	13,42	2,3
BTE	25,00	25,58	2,3
MT	26,23	26,83	2,3

7.2.2.3 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). Desta forma, os valores propostos para 2008 coincidem com os valores actualmente em vigor, com excepção do valor relativo aos clientes em MT (avarias comunicadas no horário normal), em que se propõe uma actualização do valor pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2008 (2,6%).

Os valores actualmente em vigor e os propostos pela EDA são apresentados no Quadro 7-33.

Quadro 7-33 - Quantia prevista no artigo 35.º do RQS – Proposta da EDA

Unidade: EUR

Cliente	Valores em vigor em 2007 na RAA	Valores propostos pela EDA para 2008	Variação (%)
BTN	7,50	7,50	0,0
BTE	25,00	25,00	0,0
MT (HN)	58,41	59,93	2,6
MT (HE)	75,00	75,00	0,0

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

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

EEM - ELECTRICIDADE DA MADEIRA

A EEM propõe que, em 2008, o valor da quantia exigível aos clientes no caso de se verificar que a avaria se situa na instalação de utilização do cliente e é da sua responsabilidade, corresponda à actualização dos valores actualmente em vigor pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2008 (2,3%).

Os valores actualmente em vigor e os propostos pela EEM são apresentados no Quadro 7-34.

Quadro 7-34 - Quantia prevista no artigo 35.º do RQS – Proposta da EEM

Unidade: EUR

Cliente	Valores em vigor em 2007 na RAM	Valores propostos pela EEM para 2008	Variação (%)
BTN	7,50	7,67	2,3
BTE	25,00	25,58	2,3
MT (HN)	39,35	40,26	2,3
MT (HE)	46,57	47,64	2,3

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

HE – Horário extraordinário (restantes períodos)

7.2.3 VALORES A VIGORAR EM 2008

7.2.3.1 MONITORIZAÇÃO DA ONDA TENSÃO

PORTUGAL CONTINENTAL

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

- Os valores limite a fixar não são inibidores do direito de reclamação dos clientes.
- Os valores limite propostos apresentam uma aderência aos custos de realização das acções de monitorização, tendo sido calculados com base em proposta fundamentada da EDP Distribuição.

Tendo em conta o anteriormente exposto, os valores limite para 2008 são os que constam do Quadro 7-35.

**Quadro 7-35 - Valores limite previstos no artigo 46.º do RQS para 2008 em Portugal continental
(monitorização da onda de tensão)**

Unidade: EUR

Cliente	Valores limite propostos pela EDP Distribuição	Valores limite para 2008
BTN	20,00	20,00
BTE	176,00	176,00
MT	1 560,00	1 560,00
AT	5 253,00	5 253,00
MAT	5 253,00	5 253,00

Aos valores constantes no Quadro 7-35 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 7-35.
- 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

Contrariamente ao efectuado na proposta apresentada em 2006 para os valores limite de 2007, a EDA não apresentou uma estimativa de custos para a realização das acções de monitorização da onda de tensão, limitando-se a propor que os valores limite coincidam com 50% da facturação média mensal de cada nível de tensão.

Esta abordagem representa uma alteração significativa face à metodologia que tem sido seguida pela ERSE na fixação destes valores limite, segundo a qual corresponde ao menor dos seguintes valores:

- Custo estimado da acção de monitorização.
- 50% da facturação média mensal.

Recorde-se que os custos de realização das acções de monitorização propostos pela EDA para 2007 foram 194,70 euros e 961,59 euros, respectivamente para a BT e MT. Estes valores foram propostos pela EDA tendo por base os custos de amortização do equipamento, com a instalação e desmontagem do equipamento e com a elaboração do relatório com os resultados da acção de monitorização.

A ERSE considera que deverá ser utilizada a mesma metodologia adoptada em Portugal continental para definir o valor limite que é possível cobrar aos clientes pela realização de acções de monitorização da qualidade da onda de tensão (custo da acção de monitorização limitado a 50% da facturação média mensal em cada nível de tensão) na RAA. Esta metodologia foi a adoptada para fixar os valores actualmente em vigor.

Mantendo a metodologia seguida em anos anteriores, o valor limite considerado na BTN corresponderá a 50% do valor da facturação média mensal, enquanto que os valores aplicáveis a clientes em BTE e MT correspondem à actualização dos valores actualmente em vigor pela variação do índice de preços implícito no consumo privado previsto para 2008 (2,2%)⁴².

No Quadro 7-36 apresentam-se os valores actualmente em vigor, os valores propostos pela EDA (50% da facturação média mensal) e os valores limite aprovados pela ERSE para 2008.

**Quadro 7-36 - Valores limite previstos no artigo 7.º do RQS para 2007, na RAA
(monitorização da onda de tensão)**

Unidade: EUR

Cliente	Valores limite em vigor em 2007 na RAA	Valores propostos pela EDA para 2008	Valores limite para 2008
BTN	18,44	19,25	19,25
BTE	194,70	791,94	198,98
MT	961,59	1 702,57	982,74

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Contrariamente ao efectuado com a proposta apresentada em 2006 para os valores limite em 2007, 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 2008 (2,3%).

Mantendo a metodologia que tem sido seguida, os valores limite correspondem ao menor dos dois valores seguintes:

- Custo estimado das acções de monitorização.
- 50% da facturação média mensal.

⁴² 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.

Não tendo a EEM apresentado estimativas de custo para a realização das acções de monitorização, os valores para 2008 foram calculados tendo em consideração os valores actualmente em vigor (160,15 euros para instalações em BT e 947,11 euros para instalações em MT) actualizados pela variação do índice de preços implícito no consumo privado previsto para 2008 (2,2%).

No Quadro 7-37 apresentam-se os valores limite actualmente em vigor, os valores propostos pela EEM, os valores que correspondem a 50% da facturação mensal e os valores limite aprovados pela ERSE para 2008.

**Quadro 7-37 - Valores limite previstos no artigo 7.º do RQS para 2007, na RAM
(monitorização da onda de tensão)**

Unidade: EUR

Cliente	Valores limite em vigor em 2007 na RAM	Valores propostos pela EEM para 2008	50% da facturação média mensal	Valores limite para 2008
BTN	20,44	20,91	21,06	20,89
BTE	160,15	163,83	823,11	163,67
MT	947,11	968,89	2892,85	967,95

Aos valores constantes no Quadro 7-37 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.

7.2.3.2 VISITA INSTALAÇÃO DO CLIENTE - (ARTIGO 34.º DO RQS)

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Ao artigo 34.º do RQS na RAA está associado um indicador individual de qualidade comercial, pelo que a ERSE considera que na fixação da quantia exigível ao cliente quando não se encontre 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 2008 (2,6%). Nestes dois casos, a ERSE considera ser mais adequado proceder à actualização dos valores em vigor pela variação do índice de preços implícito no consumo privado para 2008 (2,2%), como indicado no Quadro 7-38.

Quadro 7-38 - Preço previsto no artigo 34.º do RQS para 2008 (visita à instalação do cliente)

Cliente	Valores em vigor em 2007 na RAA	Valores propostos pela EDA (EUR)	Compensação associada	Valores para 2008
BTN	12,16	12,48	15,00	12,43
BTE	25,00	25,00	25,00	25,00
MT	38,94	39,95	75,00	39,80

Aos valores constantes no Quadro 7-38 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Importa assegurar que esta quantia só possa ser exigível pela empresa a partir do momento em que esteja implementado o pagamento automático das compensações aos clientes.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

A ERSE considera que na RAM deve ser seguida a mesma metodologia que a adoptada na RAA. Deste modo, os preços a cobrar aos clientes correspondem aos custos limitados ao valor da compensação associada.

Os valores propostos pela EEM excedem, para a BTE, o valor da compensação. Deste modo, a ERSE considera que o valor relativo aos clientes em BTE deve ser limitado ao valor da compensação (25 euros).

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 2008 (2,3%). Nestes dois casos, a ERSE considera ser mais adequado proceder à actualização dos valores em vigor pela variação do índice de preços implícito no consumo privado para 2008 (2,2%), como indicado no Quadro 7-39.

Quadro 7-39 - Preço previsto no artigo 34.º do RQS para 2008 (visita à instalação do cliente)

Cliente	Valores em vigor em 2007 na RAM	Valores propostos pela EEM (EUR)	Compensação associada	Valores para 2008
BTN	13,12	13,42	15,00	13,41
BTE	25,00	25,58	25,00	25,00
MT	26,23	26,83	75,00	26,81

Aos valores constantes no Quadro 7-39 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Importa assegurar que esta quantia só possa ser exigível pela empresa a partir do momento em que esteja implementado o pagamento automático das compensações aos clientes.

7.2.3.3 AVARIAS NA ALIMENTAÇÃO INDIVIDUAL DO CLIENTE (NO ARTIGO 35.º DO RQS)

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

A ERSE, à semelhança do ano anterior, propõe que a quantia a pagar pelos clientes em BTE e MT no caso de se verificar que a avaria comunicada ao distribuidor se situa na instalação do cliente e é da sua responsabilidade, seja limitada ao valor da compensação associada. Com efeito, correspondendo os padrões individuais a compromissos de qualidade de serviço existentes entre o distribuidor e os seus clientes considera-se desejável assegurar um tratamento simétrico. Esta abordagem parece adequada aos clientes de maiores consumos a que corresponde normalmente um nível de informação mais elevado.

No caso dos clientes de BTN não parece adequado adoptar a mesma metodologia. A falta de informação adequada da maioria destes clientes recomenda que se mantenha a metodologia que tem sido seguida de limitar o preço deste serviço a 50% do valor da compensação (7,5 euros). Adicionalmente, sugere-se que as empresas promovam campanhas de informação sobre este assunto, com a finalidade de reduzir o número de comunicações de avarias ao distribuidor quando estas se situam nas instalações dos clientes, designadamente através do envio do folheto previsto na alínea e) do n.º 1 do artigo 26.º do RQS (“Actuação em caso de falha do fornecimento de energia eléctrica”).

A proposta da EDA está de acordo com os princípios anteriormente enunciados. No caso do valor relativo aos clientes em MT (avarias comunicadas no horário normal), inferior ao valor da compensação, a EDA propõe a sua actualização pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2008 (2,6%). Conforme já anteriormente referido, nestas situações, a ERSE considera ser mais adequado proceder à limitação da variação dos valores através do índice de preços implícito no consumo privado para 2008 (2,2%).

No Quadro 7-40 apresentam-se os valores aprovados pela ERSE para 2008, que coincidem com a proposta da EDA, com excepção do valor relativo aos clientes em MT (horário normal).

Quadro 7-40 - Valores da quantia prevista no artigo 35.º do RQS para 2008 (avarias na alimentação individual dos clientes)

Unidade: EUR

Cliente	Valores em vigor na RAA em 2007	Valores propostos pela EDA	Compensação associada	Valores para 2008
MT (HN)	58,41	59,93	75,00	59,70
MT (HE)	75,00	75,00	75,00	75,00
BTE (HN e HE)	25,00	25,00	25,00	25,00
BTN (HN e HE)	7,50	7,50	7,50	7,50

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

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

Aos valores constantes no Quadro 7-40 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Importa assegurar que esta quantia só possa ser exigível pela empresa a partir do momento em que esteja implementado o pagamento automático das compensações aos clientes.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Na RAM, propõe-se a adopção de metodologia idêntica à sugerida para a RAA. Note-se que a EEM não adoptou esta metodologia no caso dos clientes em BTN e BTE, propondo valores superiores aos limites que têm vindo a ser considerados (7,5 euros na BTN e 25 euros na BTE).

No Quadro 7-41 apresentam-se os valores aprovados pela ERSE para 2008, que limitam a variação dos valores ao índice de preços implícito no consumo privado para 2008 (2,2%). Refira-se que a EEM propõe a actualização dos valores em vigor pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2008 (2,3%).

Quadro 7-41 - Valores da quantia prevista no artigo 35.º do RQS para 2008 (avarias na alimentação individual dos clientes)

Unidade: EUR

Cliente	Valores em vigor na RAM em 2007	Valores propostos pela EEM	Compensação associada	Valores para 2008
MT (HN)	39,35	40,26	75,00	40,22
MT (HE)	46,57	47,64	75,00	47,59
BTE (HN e HE)	25,00	25,58	25,00	25,00
BTN (HN e HE)	7,50	7,67	15,00	7,50

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

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

Aos valores constantes no Quadro 7-41 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Importa assegurar que esta quantia só possa ser exigível pela empresa a partir do momento em que esteja implementado o pagamento automático das compensações aos clientes.

8 ANÁLISE DO IMPACTE DAS DECISÕES PROPOSTAS

8.1 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS POR ACTIVIDADE

8.1.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS POR ACTIVIDADE ENTRE 2007 E 2008

A evolução nominal dos preços médios das tarifas por actividade, entre 2007 e 2008, é apresentada da Figura 8-1 à Figura 8-13. 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. Esta tarifa veio substituir a tarifa de Energia e Potência que permitia recuperar os custos da actividade de aquisição de energia eléctrica do agente comercial do SEP, essencialmente determinados pelos custos com o CAE.

Entre 2002 e 2005, os preços da tarifa de Energia e Potência de MAT, AT e MT estiveram sujeitos a ajustamentos trimestrais resultantes de desvios nos encargos variáveis de aquisição de energia eléctrica. Os desvios ocorridos em cada trimestre foram repercutidos nos preços de energia da tarifa de Energia e Potência e das tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT e MT com um diferimento de 6 meses. Aos fornecimentos em BT era unicamente aplicado um ajuste anual calculado sobre os valores trimestrais que ultrapassassem uma banda de variação pré-definida.

Em 2006, os preços da tarifa de Energia e Potência de MAT, AT e MT deixam de estar sujeitos a ajustamentos trimestrais. O ajustamento dos preços de energia passou a ser feito de forma análoga aos preços da tarifa de Energia e Potência em BT.

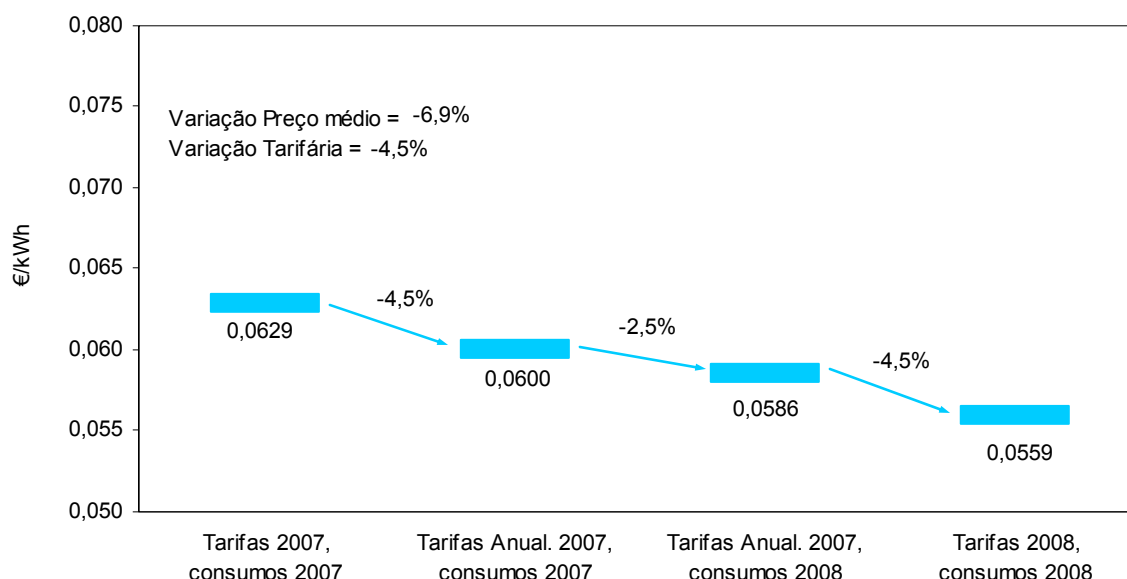
A evolução do preço médio da tarifa de Energia, entre 2007 e 2008, pode ser representada através de quatro estados (Figura 8-1):

- Preço médio que corresponde à situação prevista em 2006, no cálculo das tarifas de 2007, em que se considerou um preço médio de 0,0629 €/kWh (este valor considera a actuação do mecanismo de limitação de acréscimos em BTN que, em 2007, provocou uma redução do valor da tarifa de Energia e Potência aplicável aos clientes em BTN).
- Preço médio que considera a tarifas de Energia em vigor ao longo de 2007, as quais divergem das tarifas publicadas em Dezembro de 2006, em virtude da fixação extraordinária de tarifas a 1 de Setembro de 2007, motivada pelas alterações derivadas das disposições do

Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho. O preço médio que resulta da aplicação destas tarifas aos consumos previstos para 2007 é de 0,0600 €/kWh.

- Preço médio com a estrutura e o nível de consumos previstos para 2008. Mantendo os preços das tarifas de 2007, a evolução da estrutura de consumos origina uma redução de 2,5% no preço médio.
- Preço médio da tarifa de Energia previsto para 2008 (0,0559 €/kWh), que corresponde a uma redução tarifária de 4,5% entre 2007 e 2008.

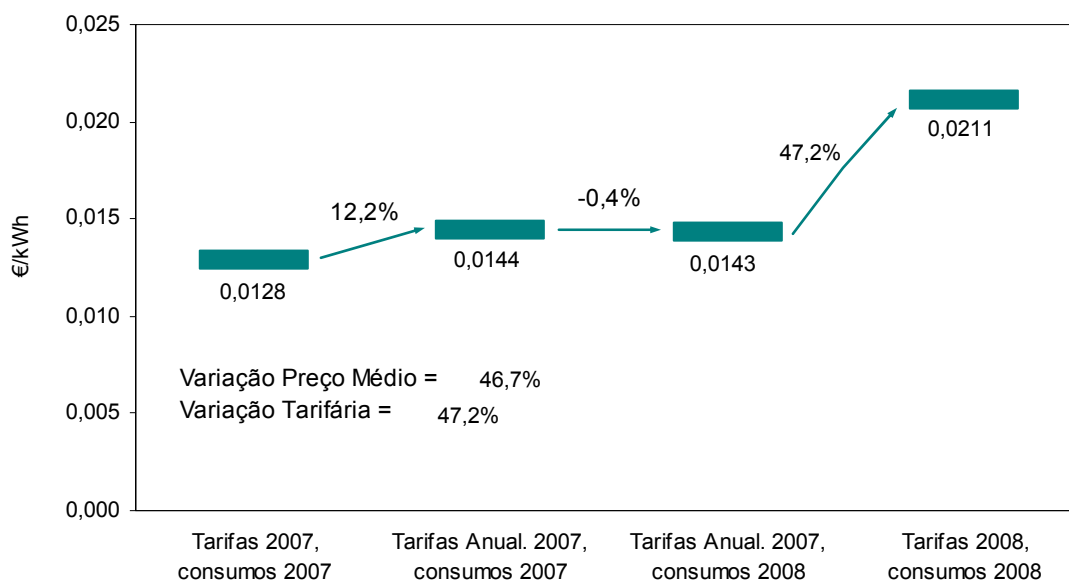
**Figura 8-1 - Preço médio da tarifa de Energia
2008/2007**



A evolução do preço médio da tarifa de UGS, entre 2007 e 2008, pode ser representada através de quatro estados (Figura 8-2). O primeiro estado corresponde à situação prevista em 2006, no cálculo das tarifas de 2007, em que se considerou um preço médio de 0,0128 €/kWh.

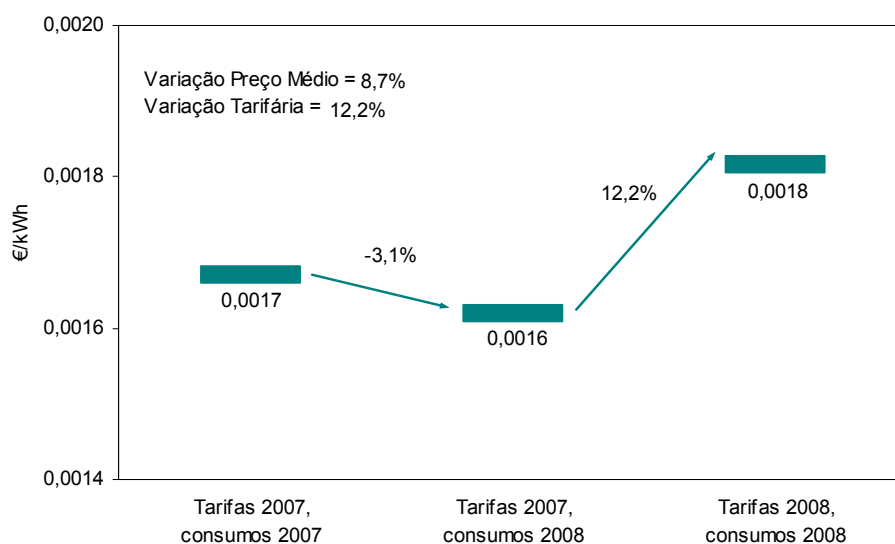
No segundo estado considera-se a tarifa de UGS em vigor ao longo de 2007, a qual diverge da tarifa publicada em Dezembro de 2006, em virtude da fixação extraordinária de tarifas a 1 de Setembro de 2007, motivada pelas alterações derivadas das disposições do Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho. O preço médio que resulta da aplicação desta tarifa aos consumos previstos para 2007 é de 0,0144 €/kWh. No terceiro estado é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2008. Mantendo os preços das tarifas de 2007, a evolução da estrutura de consumos origina uma redução de 0,4% no preço médio. No quarto estado observa-se o preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema previsto para 2008 (0,0211 €/kWh), que corresponde a uma variação tarifária de 47,2% entre 2007 e 2008.

**Figura 8-2 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema
2008/2007**



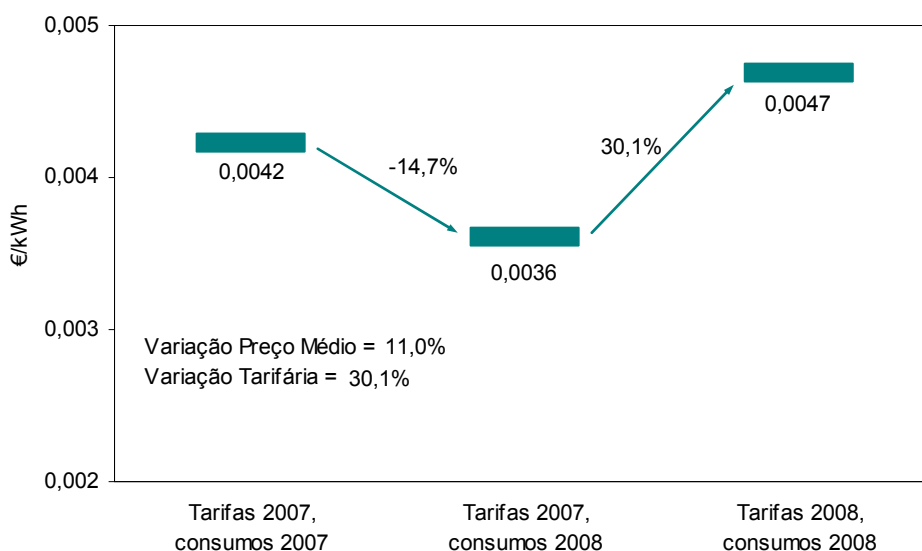
No que concerne as tarifas de Uso da Rede de Transporte, verifica-se um acréscimo de 8,7% no preço médio da tarifa de URT em MAT, devida à alteração da estrutura de consumos e à variação tarifária de 12,2%.

**Figura 8-3 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
2008/2007**



Na tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT verifica-se um acréscimo do preço médio de 11,0%, resultante do efeito da alteração da estrutura de consumos, de -14,7%, e da variação tarifária, que é responsável por uma subida de 30,1%.

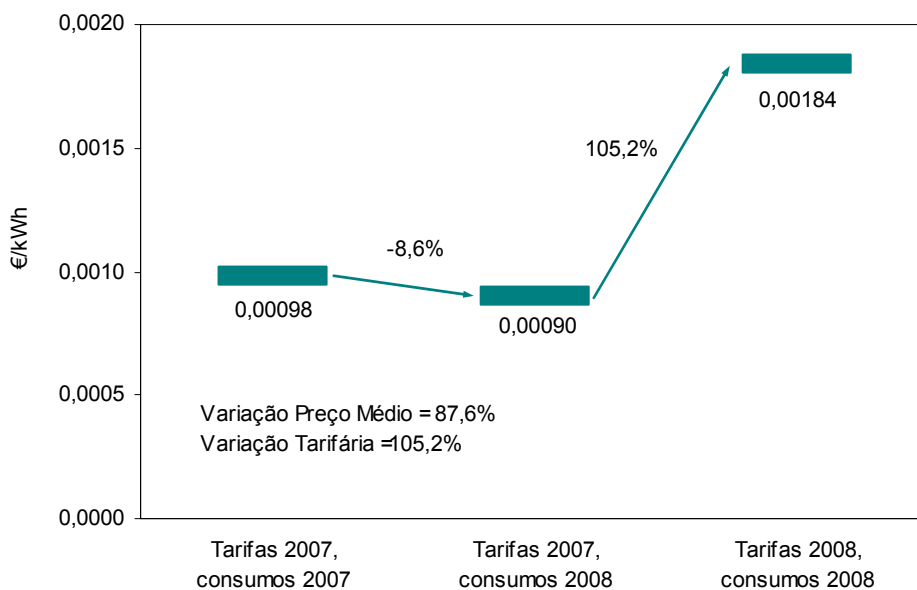
**Figura 8-4 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
2008/2007**



Na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT observa-se um acréscimo de 87,6% no preço médio, resultante de uma variação tarifária de 105,2% e da alteração na estrutura de consumos, de -8,6%. Este acréscimo resulta essencialmente da alteração dos custos incrementais de potência, e afecta principalmente os clientes de AT. Todavia, mesmo nesses clientes o impacto no preço médio das tarifas de Acesso às Redes é reduzido, 3,6%⁴³. Importa referir que este é o impacto tarifário a ter em conta na medida em que são as tarifas de Acesso às Redes as que são efectivamente pagas pelos consumidores de energia eléctrica.

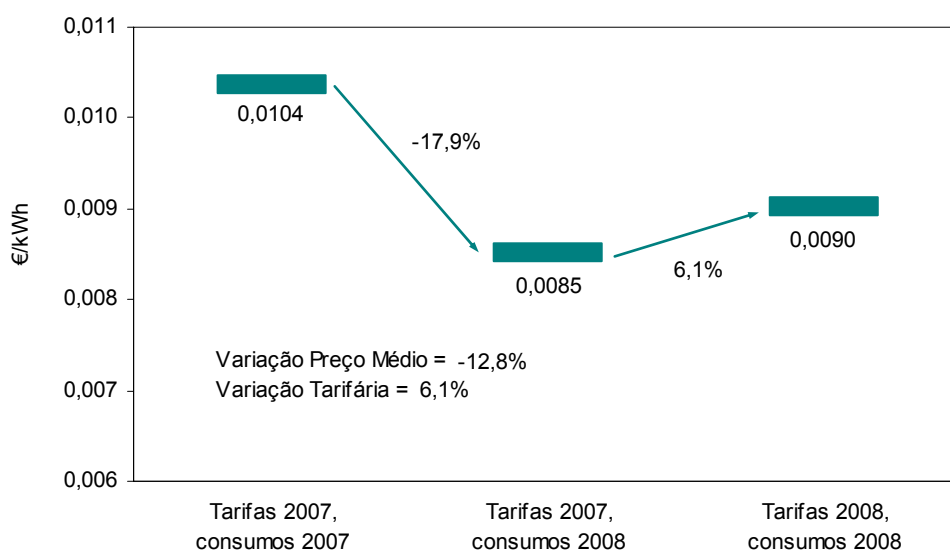
⁴³ Veja-se documento "Estrutura Tarifária em 2008".

**Figura 8-5 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
2008/2007**



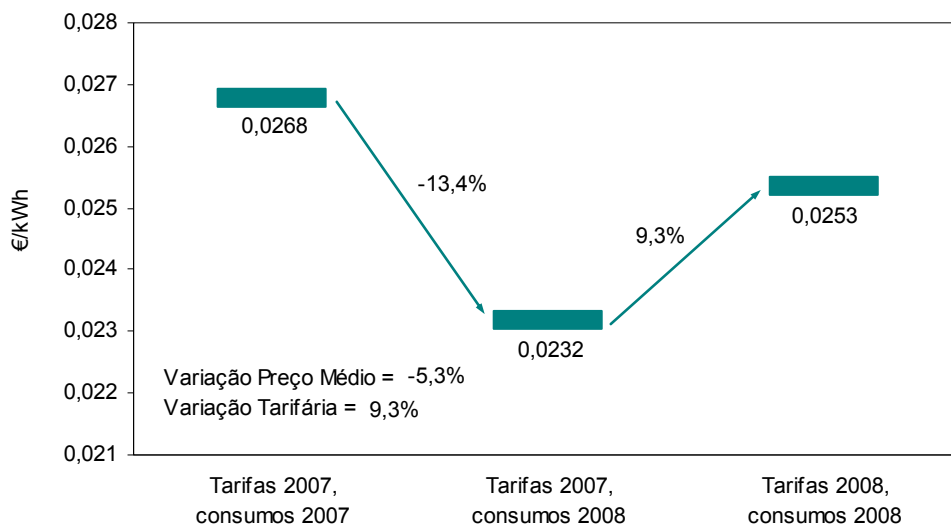
A alteração da estrutura de consumos foi responsável por uma diminuição no preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT de 17,9% e a variação tarifária por um acréscimo de 6,1%. Assim, o preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT observa, em 2008, uma redução de 12,8%.

**Figura 8-6 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
2008/2007**



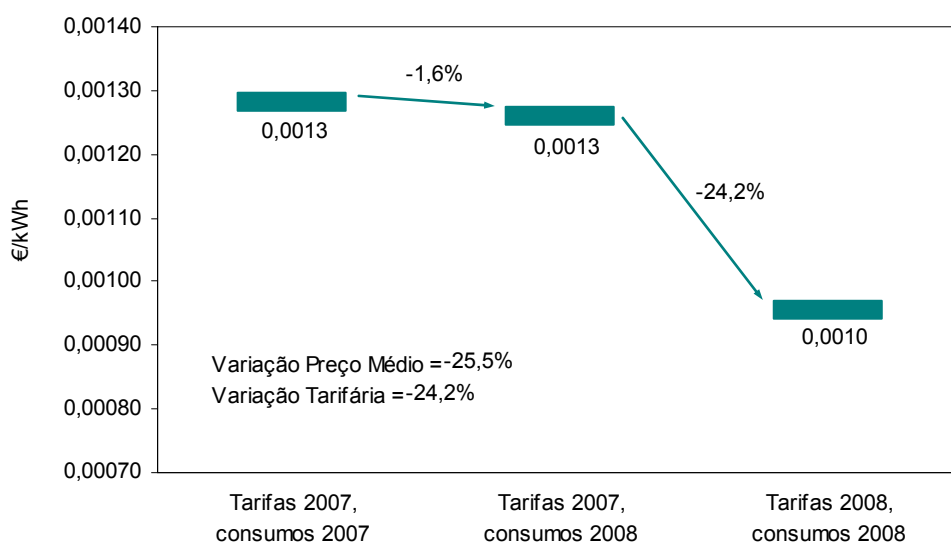
Na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT observa-se uma redução de 5,3% no preço médio, resultante de uma variação tarifária de 9,3% e da alteração na estrutura de consumos (-13,4%).

**Figura 8-7 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
2008/2007**



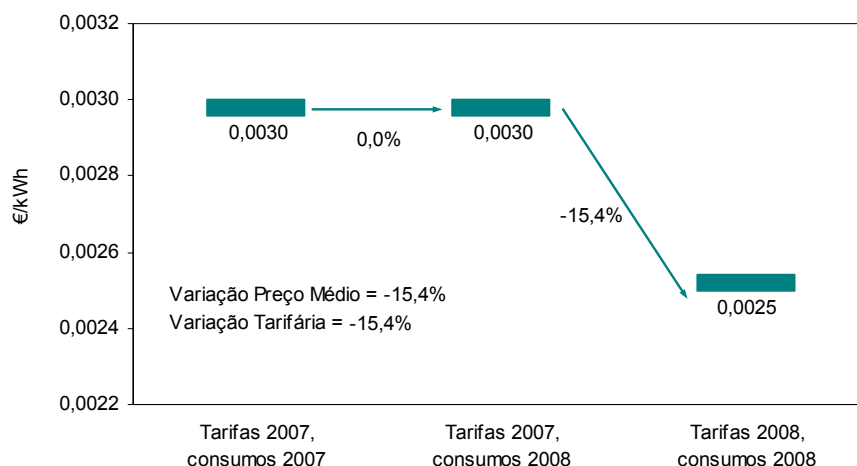
Na tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT o preço médio diminuiu 25,5%, (Figura 8-8), sendo a alteração da estrutura de consumos responsável por uma redução de 1,6% e a variação tarifária por uma diminuição de 24,2%.

**Figura 8-8 - Preço médio da tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT
2008/2007**



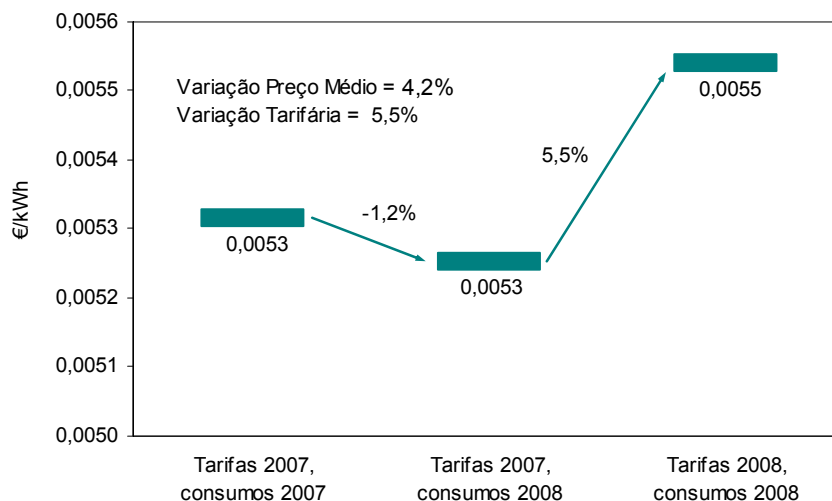
Na tarifa de Comercialização de Redes em BTE o preço médio apresenta uma diminuição de 15,4%, devido a redução idêntica observada na tarifa (Figura 8-9).

Figura 8-9 - Preço médio da tarifa de Comercialização de Redes em BTE
2008/2007



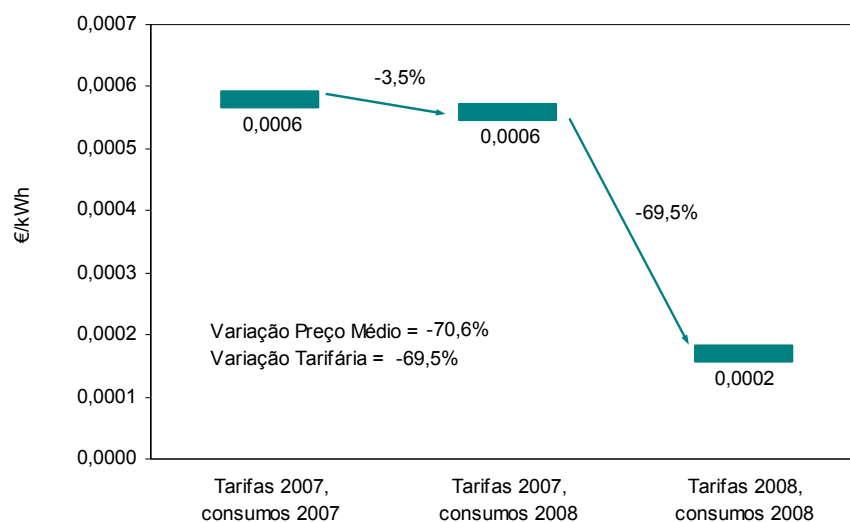
Na tarifa de Comercialização de Redes em BTN o aumento no preço médio é de 4,2%, resultante de uma variação tarifária de 5,5% e do efeito de alteração da estrutura de consumos, que corresponde a uma redução de 1,2% (Figura 8-10).

Figura 8-10 - Preço médio da tarifa de Comercialização de Redes em BTN
2008/2007



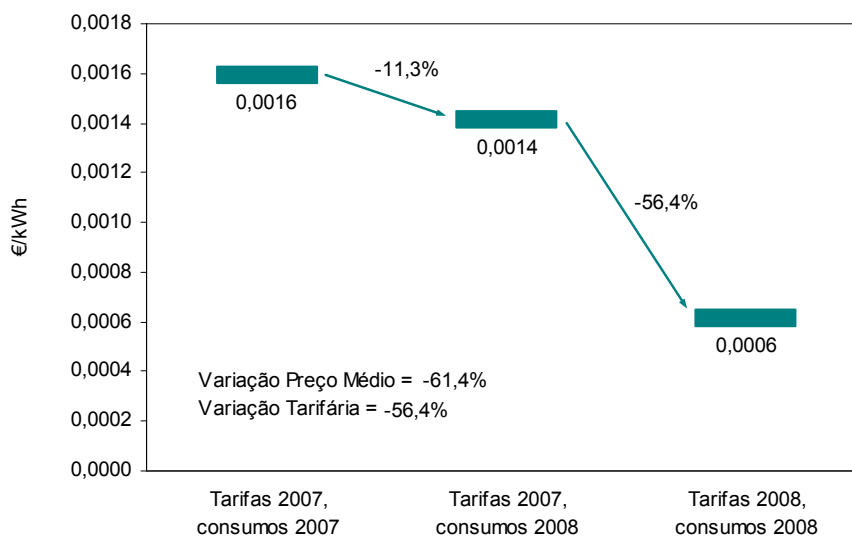
Na tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT o preço médio reduz-se 70,6%, sendo a alteração da estrutura de consumos responsável por uma redução de 3,5% e a variação tarifária por uma redução de 69,5% (Figura 8-11).

**Figura 8-11 - Preço médio da tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT
2008/2007**



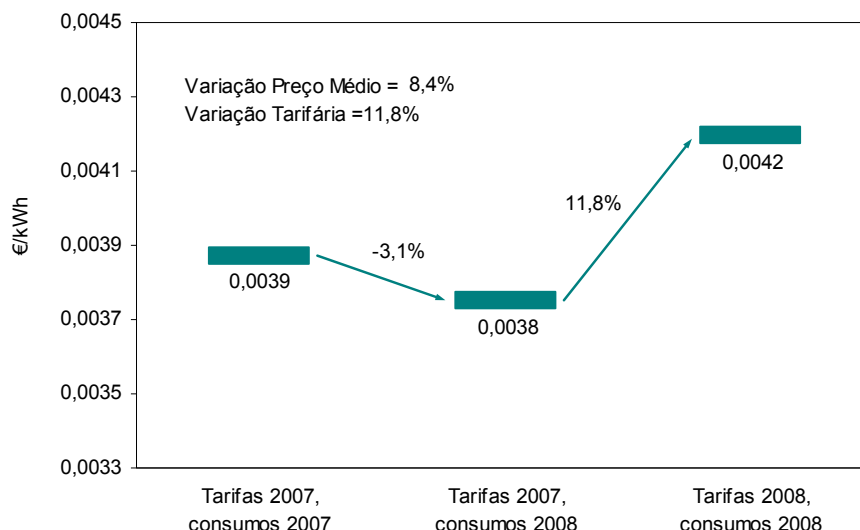
Na tarifa de Comercialização em BTE o preço médio apresenta uma redução de 61,4%, devido ao efeito da alteração da estrutura de consumos (-11,3%) e da diminuição de 56,4% observada na tarifa (Figura 8-12).

**Figura 8-12 - Preço médio da tarifa de Comercialização em BTE
2008/2007**



Na tarifa de Comercialização em BTN o aumento no preço médio é de 8,4%, resultante de uma variação tarifária de 11,8% e do efeito de alteração da estrutura de consumos (-3,1%) (Figura 8-13).

**Figura 8-13 - Preço médio da tarifa de Comercialização em BTN
2008/2007**



8.1.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS POR ACTIVIDADE ENTRE 1999 E 2007

O Quadro 8-1 e a Figura 8-14 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. As actividades de Comercialização de Redes e de Comercialização⁴⁴ são apresentadas a partir de 2002.

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 2008 foram calculados com base na estrutura de consumos de 2008. A não consideração da estrutura de consumos de 2008 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 2008.

⁴⁴ Entre 2002 e 2005 a actividade de Comercialização era designada por actividade de Comercialização no SEP.

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

No Quadro 8-1 apresenta-se a evolução das tarifas por actividade nos diversos períodos de regulação.

Quadro 8-1 - Evolução das tarifas por actividade

Tarifas		1999	2000	2001	Variação 2001/1999	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Variação 2008/2002
Energia	real	100	99	104	4%	100	97	99	102	102	96	89	-11%
	nominal	100	101	111	11%	100	100	105	111	114	110	105	5%
Uso Rede Transporte	real	100	90	76	-24%	100	93	103	105	103	115	146	46%
	nominal	100	93	81	-19%	100	96	109	114	115	132	172	72%
Uso Rede Distribuição AT	real	100	94	85	-15%	100	97	77	70	81	75	150	50%
	nominal	100	97	91	-9%	100	100	81	76	90	87	178	78%
Uso Rede Distribuição MT	real	100	94	88	-12%	100	92	89	81	86	89	92	-8%
	nominal	100	97	94	-6%	100	95	94	88	96	103	109	9%
Uso Rede Distribuição BT	real	100	94	89	-11%	100	93	91	92	92	96	102	2%
	nominal	100	97	95	-5%	100	96	96	100	103	110	121	21%
Uso Global do Sistema	real	100	86	87	-13%	100	131	138	193	224	303	435	335%
	nominal	100	88	93	-7%	100	135	146	210	251	349	513	413%
Comercialização de Redes em MAT, AT e MT	real	-	-	-	-	100	195	165	198	214	191	141	41%
	nominal	-	-	-	-	100	201	175	215	239	220	166	66%
Comercialização de Redes em BTE	real	-	-	-	-	100	90	94	83	94	83	69	-31%
	nominal	-	-	-	-	100	93	99	90	105	96	81	-19%
Comercialização de Redes em BTN	real	-	-	-	-	100	104	103	76	73	80	82	-18%
	nominal	-	-	-	-	100	107	109	82	82	92	97	-3%
Comercialização em MAT, AT e MT	real	-	-	-	-	100	286	437	336	270	240	71	-29%
	nominal	-	-	-	-	100	295	462	365	301	276	84	-16%
Comercialização em BTE	real	-	-	-	-	100	166	255	242	196	197	84	-16%
	nominal	-	-	-	-	100	171	269	263	219	227	99	-1%
Comercialização em BTN	real	-	-	-	-	100	140	106	88	79	99	107	7%
	nominal	-	-	-	-	100	144	112	95	88	113	127	27%

Nota: Entre 2002 e 2005 a actividade de Comercialização era designada por actividade de Comercialização no SEP.

Importa clarificar que a variação da tarifa de Energia entre 2002 e 2008 é calculada com base no preço desta tarifa considerando a limitação de acréscimos dos preços das tarifas de BT em 2006 e, novamente, em 2007 (embora esta limitação de 2007 apenas incida sobre as tarifas de BTN).

As tarifas de Uso da Rede de Distribuição observaram reduções até 2005, mais acentuadas na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT. Esta tendência inverteu-se a partir de 2006, com acréscimos das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.

A tarifa de Uso Global do Sistema tem observado acréscimos desde 2002, fruto dos custos de interesse económico geral incluídos nesta tarifa. 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, ou o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de energia eléctrica).

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

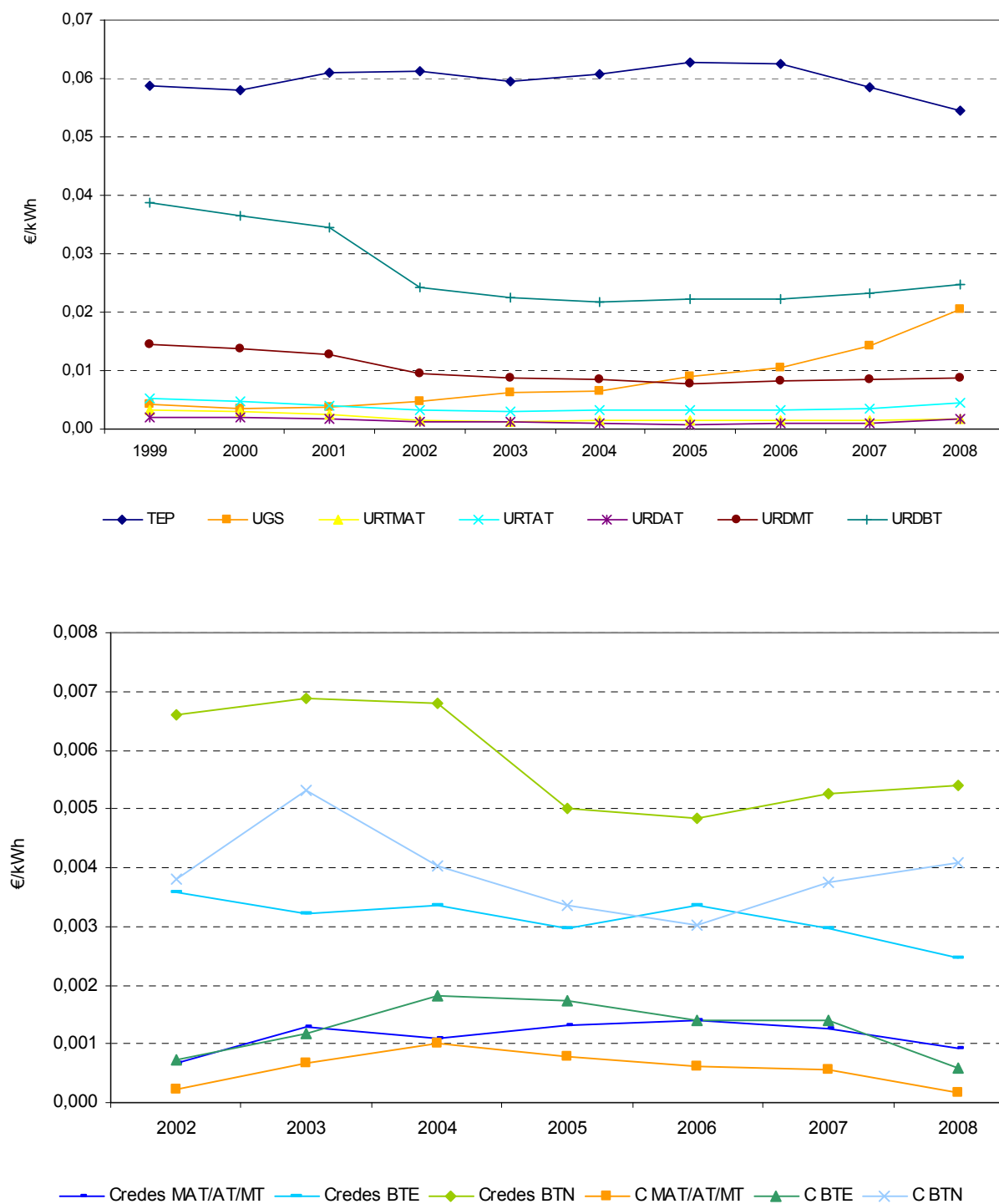
Na Figura 8-14 apresenta-se a evolução das tarifas por actividade a preços constantes de 2007. Estes preços médios são referidos aos fornecimentos do comercializador de último recurso e a entregas de energia eléctrica a clientes de mercado liberalizado em cada nível de tensão, aplicáveis a cada uma das tarifas. Na

Figura 8-15 apresenta-se a mesma informação em índice.

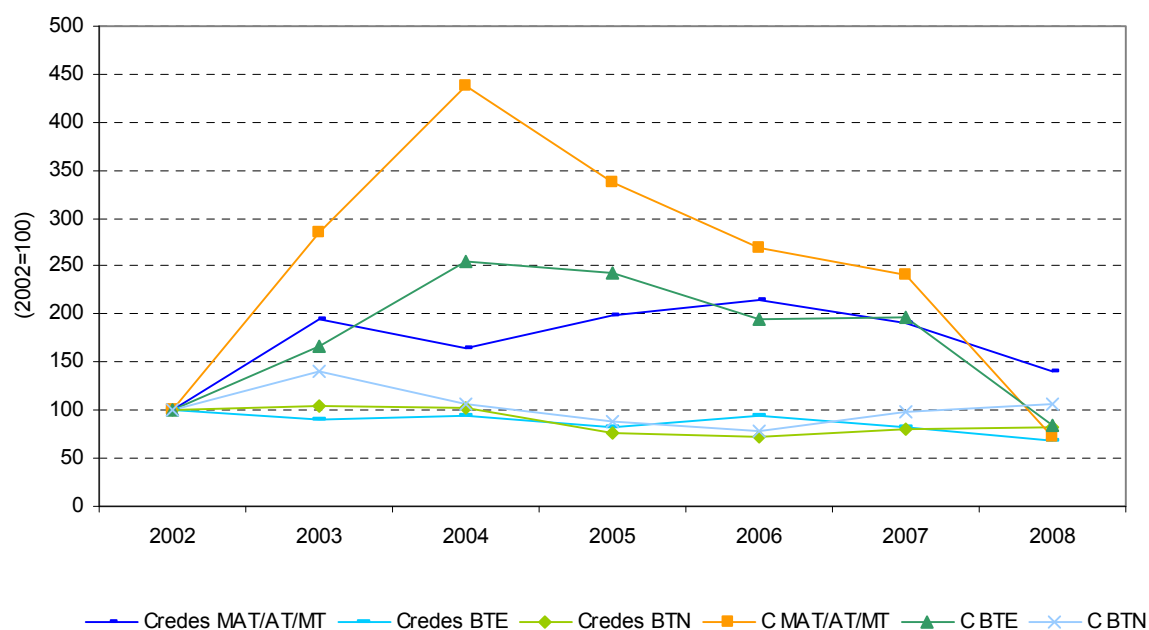
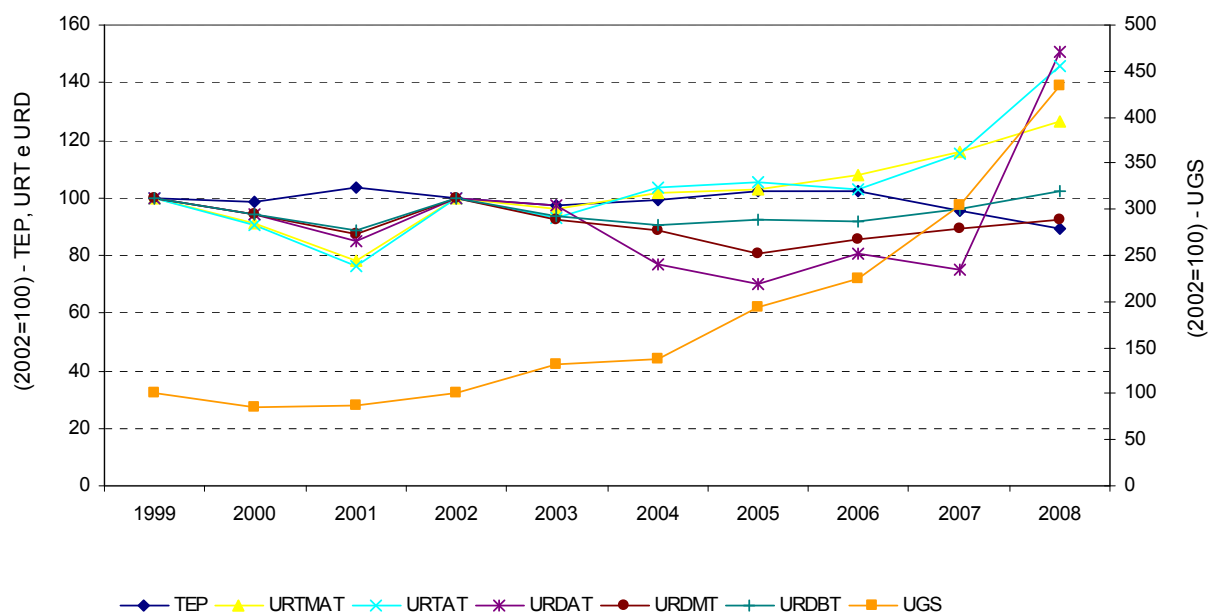
O significado das siglas utilizadas nestas figuras é o seguinte:

- 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
- Credes MAT/AT/MT - Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT
- Credes BTE - Tarifa de Comercialização de Redes em BTE
- Credes BTN - Tarifa de Comercialização de Redes em BTN
- 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 8-14 - Evolução das tarifas por actividade
(preços constantes de 2007)



**Figura 8-15 - Evolução das tarifas por actividade em índice
(preços constantes de 2007)**



8.2 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

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, no período compreendido entre 1999 e 2008.

As tarifas estabelecidas em Dezembro de 2006, para vigorar em 2007, apenas vigoraram durante os primeiros 8 meses do ano, tendo havido uma revisão extraordinária de tarifas a vigorar para os restantes 4 meses do ano motivada por um novo enquadramento legislativo⁴⁵ e consequente revisão regulamentar.

Esta revisão extraordinária resultou em alterações nas tarifas de acesso na medida em que passaram a ser refletidos na tarifa de Uso Global do Sistema (i) os custos de manutenção do equilíbrio contratual (CMEC); (ii) o sobrecusto do Agente Comercial; (iii) aumento do sobrecusto com PRE (devido à redução da tarifa de Energia) e; (iv) consideração de custos com a convergência tarifária entre o continente e as regiões autónomas.

Por sua vez, as referidas alterações da tarifa UGS reflectem-se, de forma aditiva na determinação das tarifas de Acesso.

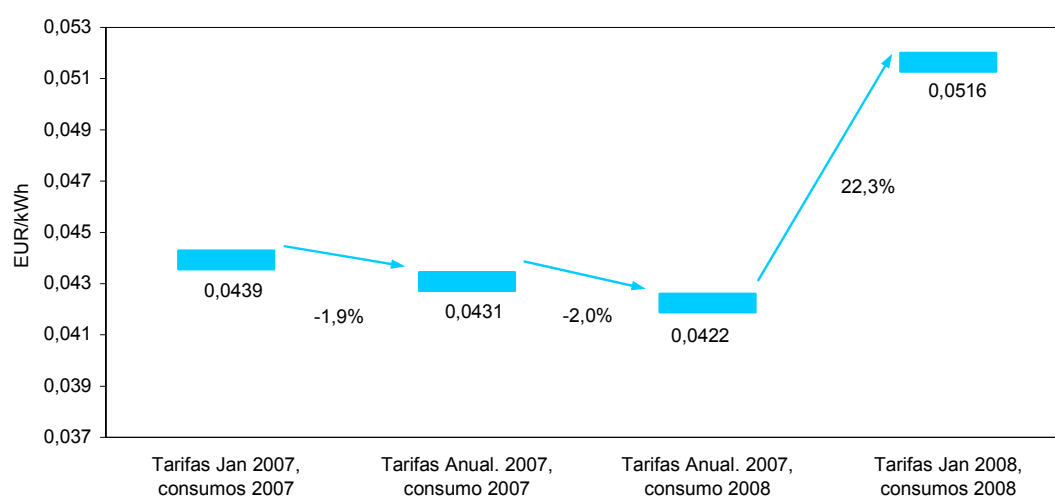
A variação tarifária observada pelos clientes é efectuada entre o preço médio obtido por aplicação destas novas tarifas de Acesso às Redes de 2007, anualizadas, aos consumos de 2008, e os novos preços médios previstos para 2008.

Em 2008, os preços a pagar pelo acesso às redes apresentam, em média, um acréscimo tarifário de 22,3%, relativamente a 2007, conforme se ilustra no Quadro 8-2 e na Figura 8-16. O preço médio apresenta uma subida de 19,9% devido à alteração da estrutura de consumos e à variação tarifária.

⁴⁵ DL n.º 199/2007, de 18 de Maio e DL n.º 264/2007, de 24 de Julho.

Quadro 8-2 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes

Estado e características	Tarifas Jan 2007, consumos 2007 (0)	Tarifas Anual. 2007, consumo 2007 (1)	Tarifas Anual. 2007, consumo 2008 (2)	Tarifas Jan 2008, consumos 2008 (3)
Proveitos (Mil Euros)	2 057 471	2 017 965	2 035 243	2 488 292
Consumo (MWh)	46 844 000	46 844 000	48 187 000	48 187 000
Preço médio (EUR/kWh)	0,0439	0,0431	0,0422	0,0516
Variação (%)		(1)/(0) = -1,9%	(2)/(1) = -2,0%	(3)/(2) = 22,3%

Figura 8-16 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes

Variação tarifária = 22,3%

Variação preço médio = 19,9%

A variação tarifária das tarifas de acesso às redes pode ser representada pela evolução de quatro estados. No primeiro estado ilustra-se o preço médio anual publicado em Dezembro de 2006 para vigorar em 2007. No segundo estado considera-se a alteração tarifária verificada em 2007 por ocasião da referida revisão extraordinária. No terceiro estado apresenta-se o preço médio resultante da aplicação das tarifas de 2007 excepcionais ponderadas pelas tarifas em vigor em Janeiro de 2007, aos consumos de 2008. No quarto e último estado, apresenta-se o preço médio das tarifas a vigorar em 2008. Nestas circunstâncias observa-se um acréscimo tarifário de 22,3%.

Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária entre 2007 e 2008 nos diferentes níveis de tensão (Figura 8-17 à Figura 8-20). Ocorrem variações diferenciadas por nível de tensão: 27,6% em MAT, 32,1% em AT, 16,4% em MT, 21,9% em BTE e 22,9% em BTN.

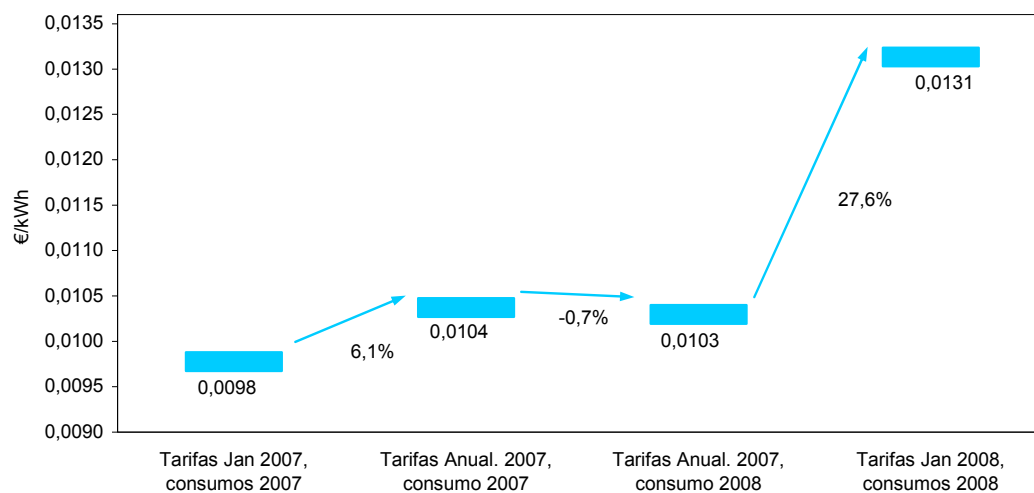
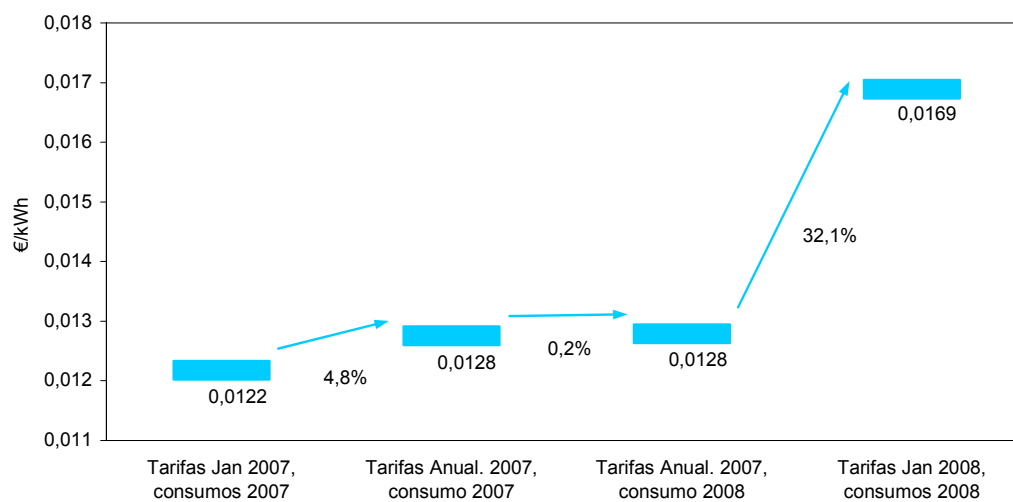
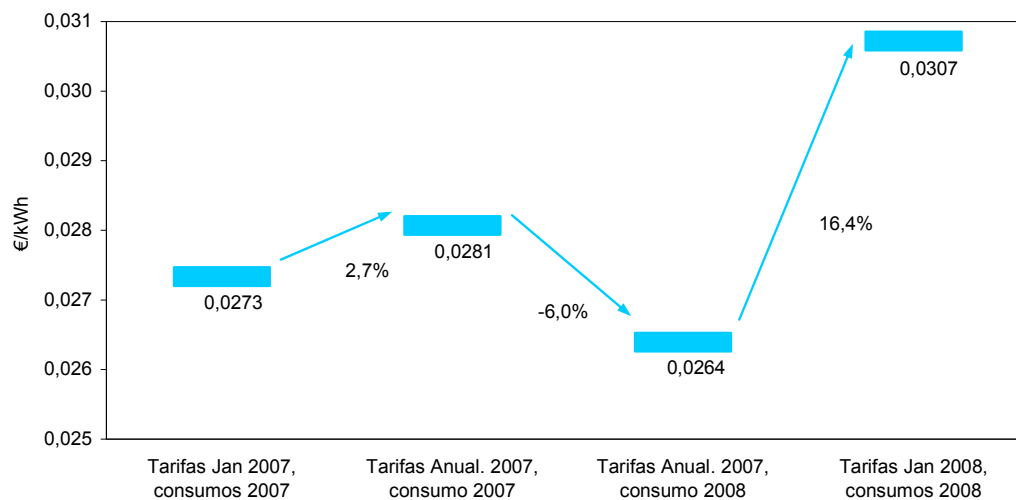
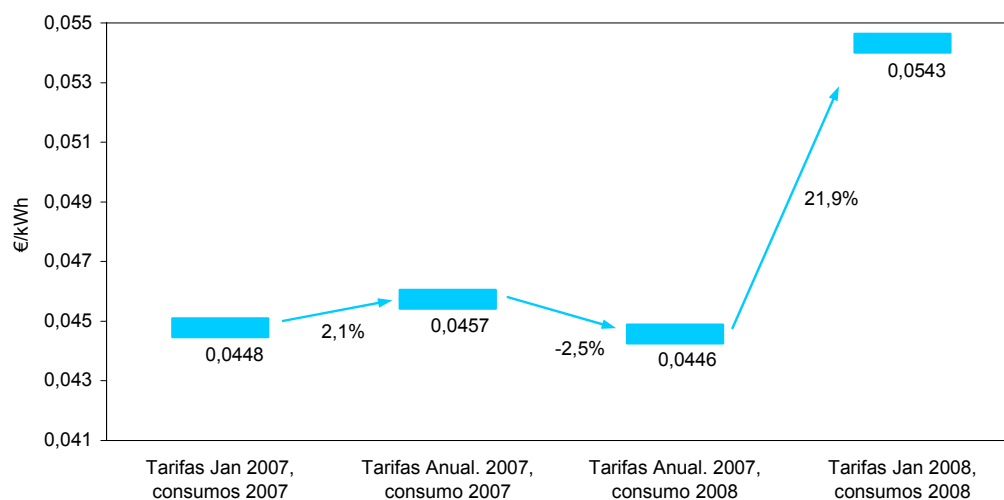
Figura 8-17 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes em MAT**Figura 8-18 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes em AT**

Figura 8-19 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes MT

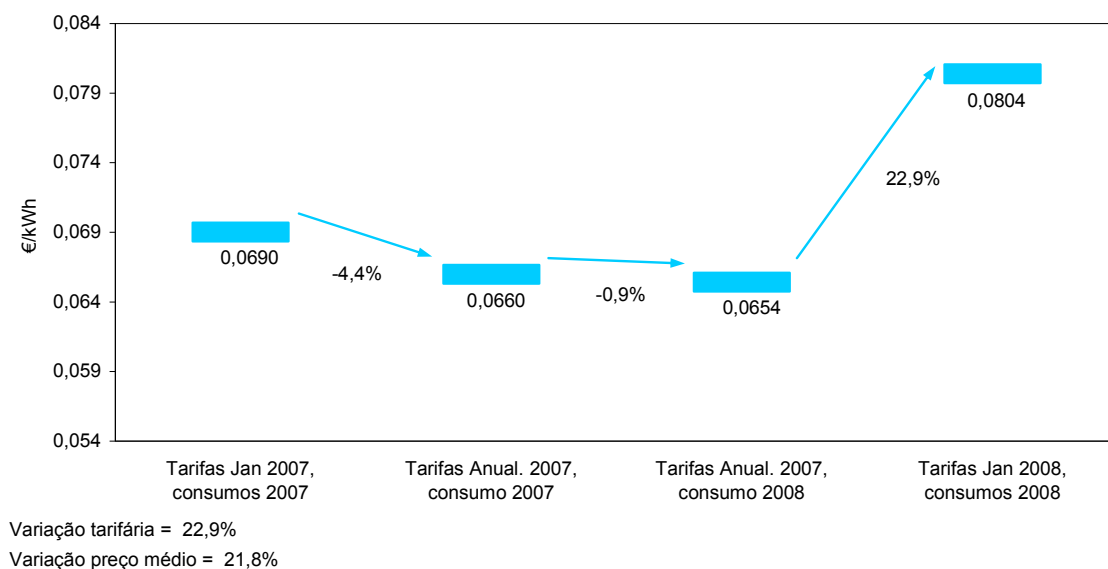
Variação tarifária = 16,4%

Variação preço médio = 9,4%

Figura 8-20 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes BTE

Variação tarifária = 21,9%

Variação preço médio = 18,8%

Figura 8-21 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes BTN

8.2.1 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM 2008

Na Figura 8-22, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição por actividade regulada do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2008. Na Figura 8-23, apresenta-se a estrutura do preço médio por actividade regulada, que coincide com a estrutura do preço médio das tarifas aditivas.

**Figura 8-22 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2008,
decomposto por actividade**

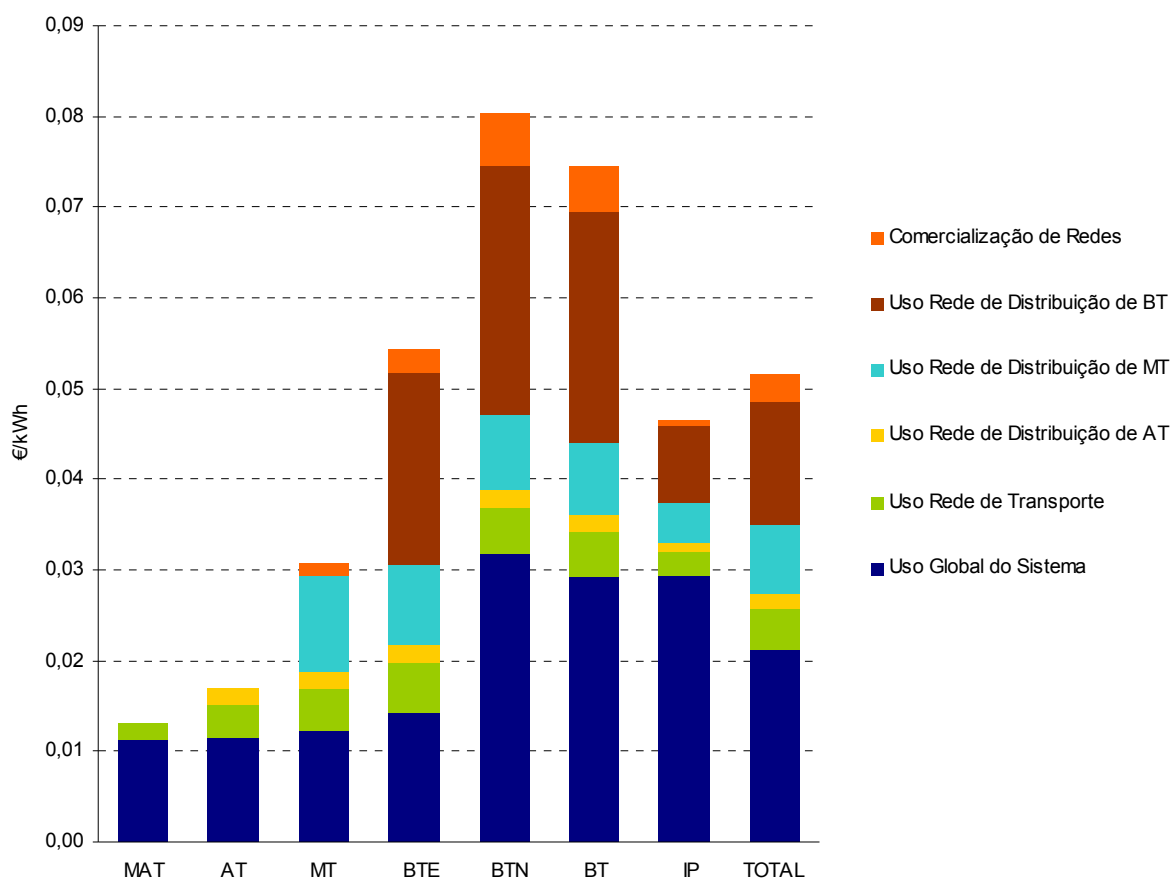
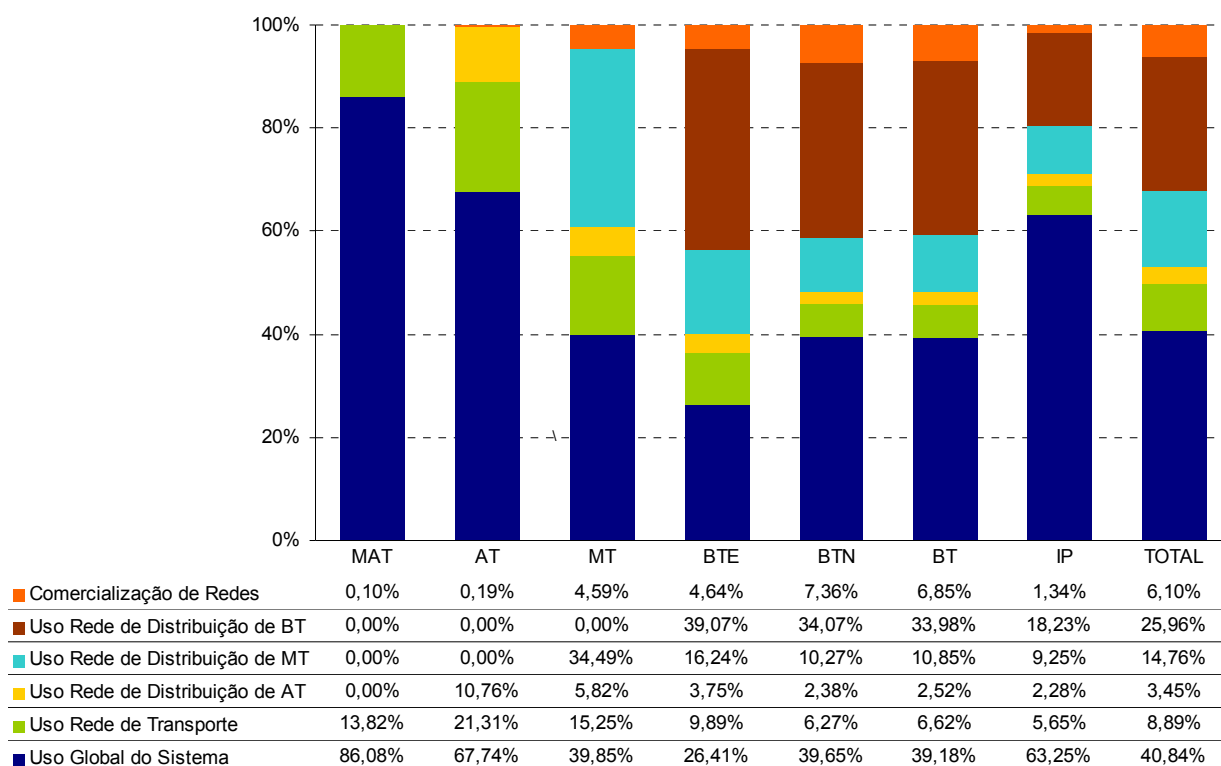


Figura 8-23 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2008

Na Figura 8-24 e na Figura 8-25, 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 e Custos de Interesse Económico Geral.

Os Custos de Interesse Económico Geral incluem os custos considerados na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema (custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas – inclui também os custos com a convergência relativos aos anos de 2006 e 2007, sobrecusto da Produção em Regime Especial, custos com a ERSE e transferências para a AdC, custos com as sociedades OMIP, S.A. e OMI CLEAR, S.A., custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de energia eléctrica, custos com os terrenos dos centros afectos ao domínio público hídrico e défices tarifários de BT E BTN relativos a 2006 e 2007, respectivamente) e, adicionalmente, as rendas de concessão em baixa tensão e os custos com o Plano de Promoção do Desempenho.

Figura 8-24 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2008 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico Geral

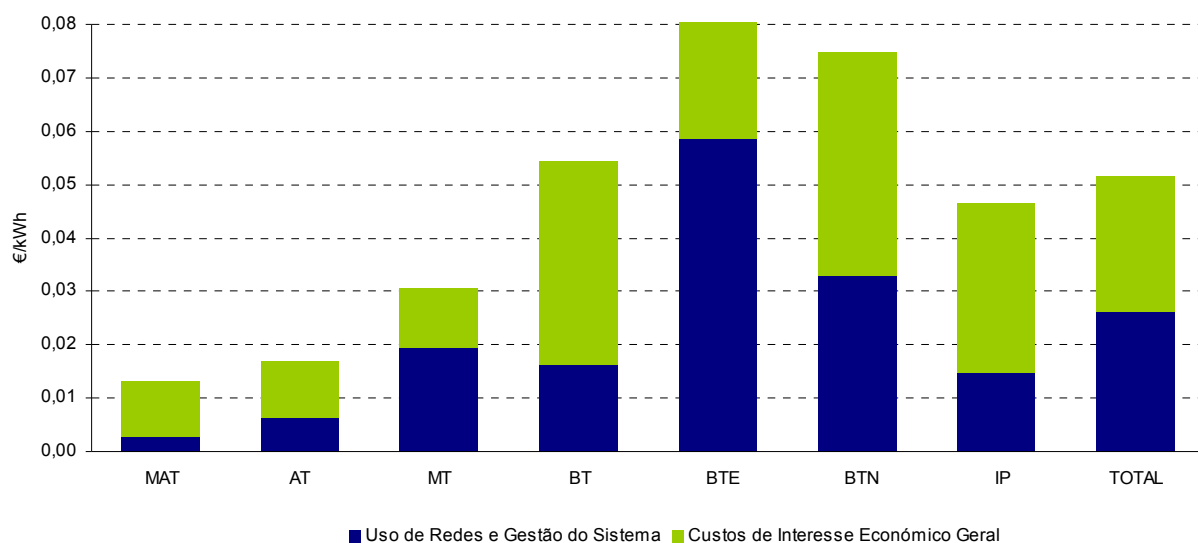
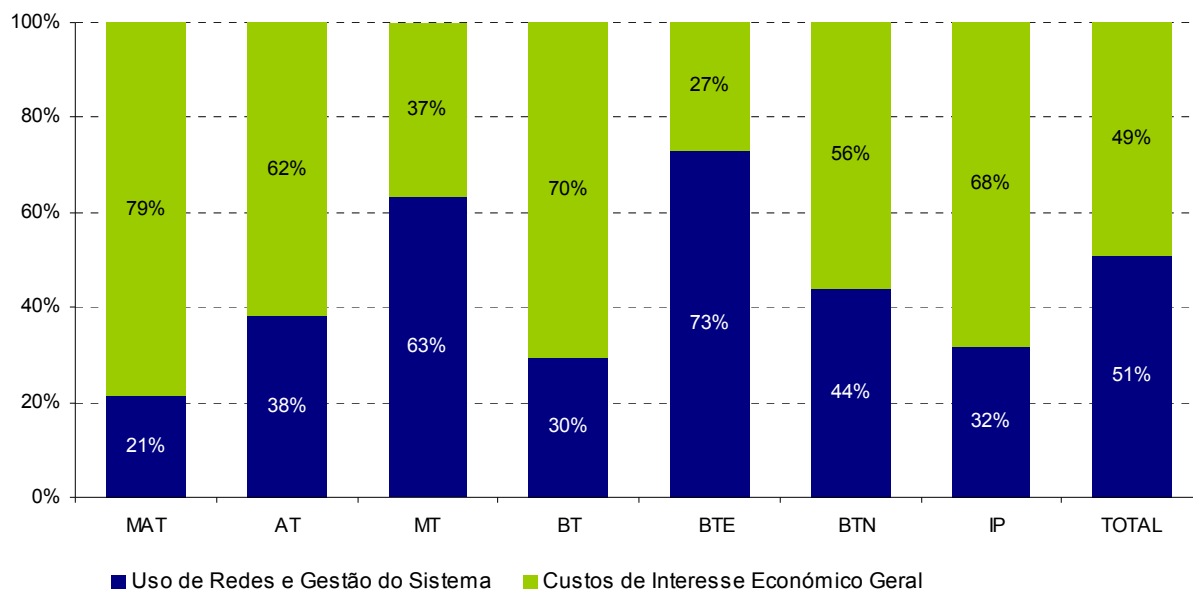


Figura 8-25 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2008 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico Geral



8.2.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES ENTRE 1999 E 2008

A Figura 8-26 e a Figura 8-27 apresentam a evolução tarifária observada nas tarifas de Acesso às Redes, no período compreendido entre 1999 e 2008, por nível de tensão.

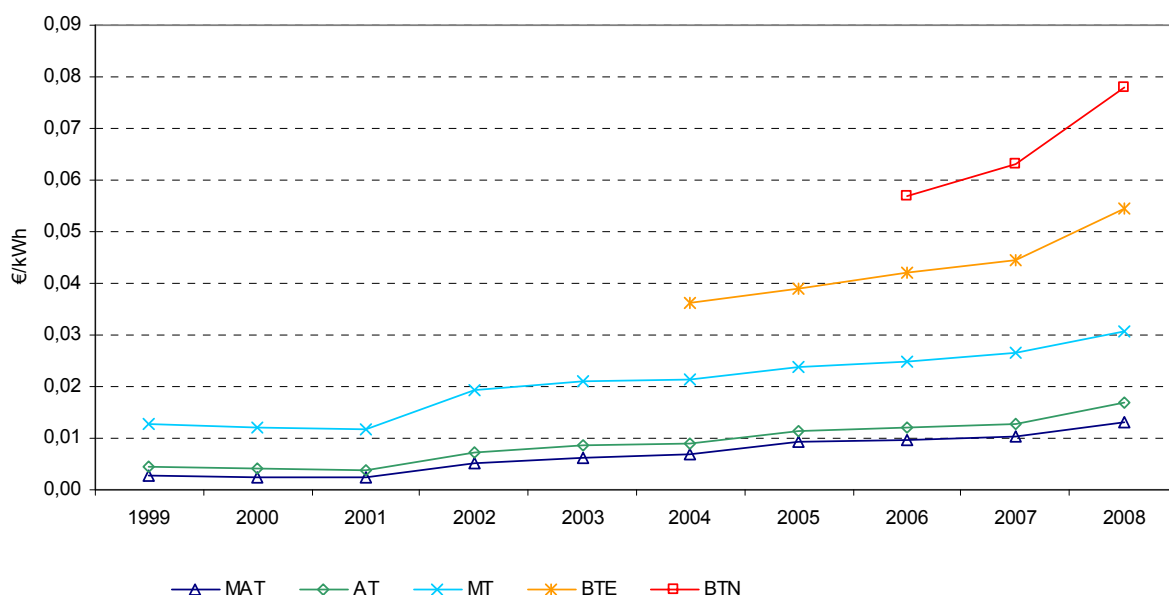
Os preços médios apresentados foram calculados com base na estrutura das entregas de 2008, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. É importante ter em conta que estes preços não constituem os preços médios efectivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respectivo ano em cada nível de tensão.

As tarifas de Acesso às Redes em 2006 consideradas nesta análise não foram as tarifas publicadas em Dezembro de 2005 mas sim as que resultaram da aplicação do Decreto-Lei n.º 90/2006, escaladas de modo a garantir os mesmos proveitos anuais por nível de tensão e tipo de fornecimento que aqueles que resultaram da aplicação das tarifas excepcionais entre Julho e Dezembro de 2006.

Relativamente ao ano de 2007, foram consideradas as tarifas de Acesso às Redes em 2007 publicadas em Dezembro de 2006, para vigorar a partir de Janeiro de 2007, ponderadas pelas tarifas extraordinárias que vigoram desde Setembro até Dezembro de 2007.

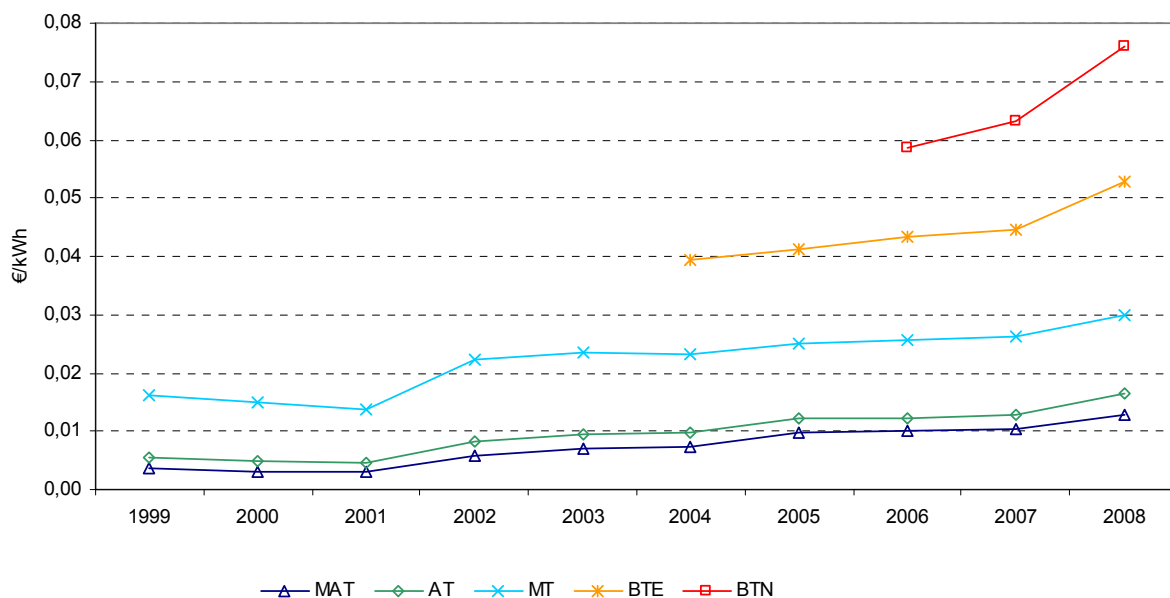
Para a estrutura de consumos prevista para 2008, no período compreendido entre 1999 e 2008, o preço médio das tarifas de Acesso às Redes sofreu acréscimos médios anuais de 18,9% em MAT, 16,2% em AT e 10,2% em MT (a preços correntes). No período compreendido entre 2004 e 2008, o preço médio das tarifas de Acesso às Redes em BTE sofreu acréscimos anualizados de 10,7%. No período compreendido entre 2006 e 2008, o preço médio das tarifas de Acesso às Redes em BTN sofreu acréscimos anualizados de 17,0%.

**Figura 8-26 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes
(preços correntes)**



Na análise a preços constantes (Figura 8-27), verificam-se reduções no preço médio global até 2001 e aumentos nos anos seguintes. Entre 1999 e 2008, o preço médio das tarifas de Acesso às Redes sofreu acréscimos médios anuais de 15,4% em MAT, 12,7% em AT, 7,0% em MT. No período compreendido entre 2004 e 2008, o preço médio das tarifas de Acesso às Redes em BTE sofreu acréscimos médios anuais de 7,7%. No período compreendido entre 2006 e 2008, o preço médio das tarifas de Acesso às Redes em BTE sofreu acréscimos médios anuais de 13,8%.

**Figura 8-27 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes
(preços constantes de 2007)**



A preços constantes de 2007 e considerando a estrutura de consumos prevista para 2008, em MAT, os preços médios em 2008 são cerca de 363% dos preços verificados em 1999. Em AT e MT, os preços médios em 2008 são cerca de 295% e 183% dos respectivos preços médios verificados em 1999, enquanto em BTE os preços médios em 2008 são cerca de 134% dos respectivos preços médios verificados em 2004 e em BTN são cerca de 130% dos respectivos preços médios verificados em 2006.

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

Quadro 8-3 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes, por nível de tensão

		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Variação 2008/1999
MAT	real	100	88	83	164	201	212	281	282	292	363	+ 263%
	nominal	100	91	89	182	230	248	338	350	373	475	+ 375%
AT	real	100	89	83	147	169	174	217	221	229	294	+ 194%
	nominal	100	91	88	163	193	204	262	273	292	386	+ 286%
MT	real	100	92	85	137	144	142	153	157	162	183	+ 83%
	nominal	100	94	91	152	165	167	185	194	206	240	+ 140%
BTE	real	-	-	-	-	-	100	105	110	113	134	+ 34%
	nominal	-	-	-	-	-	100	108	116	123	150	+ 50%
BTN	real	-	-	-	-	-	-	-	100	108	130	+ 30%
	nominal	-	-	-	-	-	-	-	100	111	137	+ 37%

8.3 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

8.3.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO ENTRE 2007 E 2008

Em 2007, e conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro, a evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN sofreu uma limitação de 6%. Este diploma estabelece que os défices tarifários em BT e BTN de 2006 e de 2007, respectivamente, serão recuperados na tarifa de Uso Global do Sistema a partir de 2008 por cada um dos fornecimentos referidos e através de uma renda e prestações constantes durante os próximos 10 anos.

As tarifas estabelecidas em Dezembro de 2006, para vigorar em 2007, apenas vigoraram durante os primeiros 8 meses do ano, tendo havido uma revisão extraordinária de tarifas a vigorar para os restantes 4 meses do ano motivada por um novo enquadramento legislativo⁴⁶ e consequente revisão regulamentar.

A variação tarifária a observar pelos clientes do comercializador de último recurso entre 2007 e 2008 considera o preço médio previsto para 2008 e o preço médio obtido por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2007, anualizadas, aos consumos previstos para 2008.

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

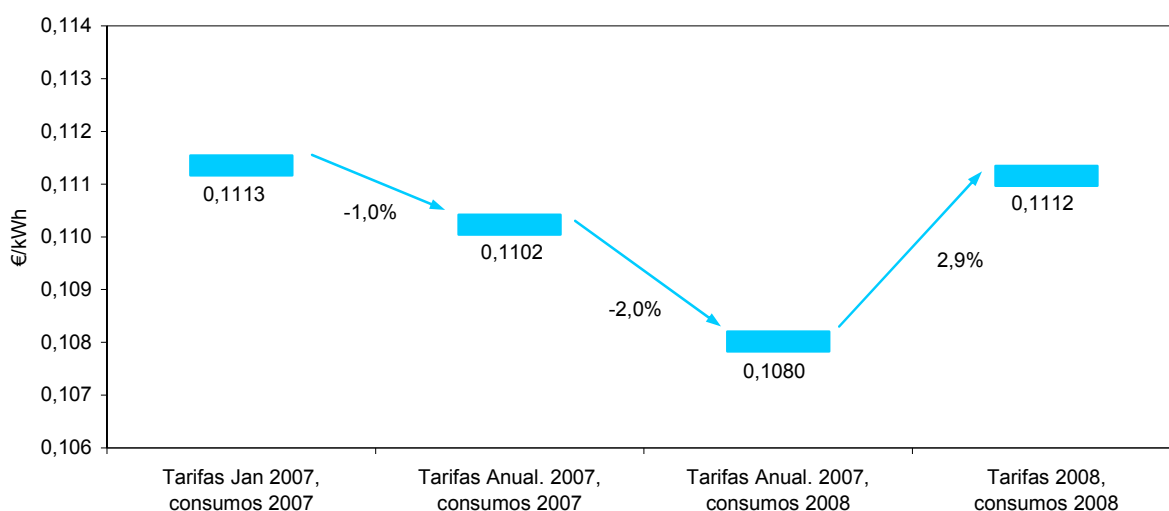
- Preços médios obtidos por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2007 publicadas em Dezembro de 2006.
- Preços médios ponderados entre as tarifas de Venda a Clientes Finais de 2007 publicadas em Dezembro de 2006 e as tarifas de Venda a Clientes Finais de 2007 resultantes da revisão extraordinária de tarifas.
- Preços médios ponderados das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2007 afectados do consumo de 2008.
- Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a vigorar em 2008.

Conforme se ilustra no Quadro 8-4 e na Figura 8-28, em 2008, verificar-se-á uma subida de 2,9% nas tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, relativamente às tarifas de 2007, anualizadas, a que corresponde uma variação de 0,8% no preço médio.

⁴⁶ DL n.º 199/2007, de 18 de Maio e DL n.º 264/2007, de 24 de Julho.

Quadro 8-4 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso

Estado e características	Tarifas Jan 2007, consumos 2007	Tarifas Anual. 2007, consumos 2007	Tarifas Anual. 2007, consumos 2008	Tarifas 2008, consumos 2008
Proveitos (10 ⁶ EUR)	4 467	4 422	4 585	4 719
Consumo (GWh)	40 117	40 117	42 453	42 453
Preço médio (€/kWh)	(0) 0,1113	(1) 0,1102	(2) 0,1080	(3) 0,1112
Variação (%)	-	(1)/(0) = -1,0%	(2)/(1) = -2,0%	(3)/(2) = 2,9%

Figura 8-28 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso

Variação preço médio = 0,8%

Variação tarifária = 2,9%

O primeiro estado representado corresponde à situação prevista em Dezembro de 2006 para vigorar em Janeiro de 2007, em que a proveitos permitidos de 4 467 milhões de euros e a consumos de 40,1 TWh corresponde o preço médio de 0,1113 €/kWh.

No segundo estado consideram-se as tarifas de Venda a Clientes Finais de 2007 anualizadas e os consumos previstos para 2007. A redução dos proveitos recuperados pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2007 anualizadas é devida às alterações havidas, nomeadamente, a introdução dos CMEC na UGS, que foram incorporadas nas tarifas a vigorar de Setembro a Dezembro de 2007 e estão justificadas no Documento da ERSE de “Tarifas e Preços para a energia eléctrica de Setembro a Dezembro de 2007”, de Agosto de 2007.

No terceiro estado, é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2008. Mantendo os preços das tarifas de 2007 anualizadas, a evolução da estrutura de consumos origina uma redução de

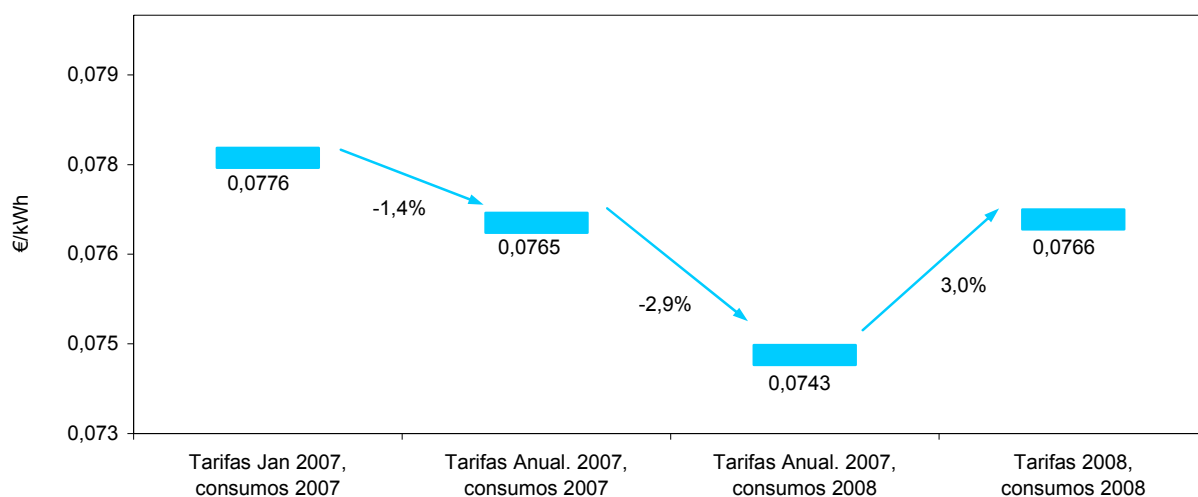
2,0% no preço médio. No último estado apresenta-se o preço médio que se irá observar em 2008, 0,1112 €/kWh, e a variação tarifária de 2,9%.

No que concerne as tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT e MT, em 2008, verificar-se-á uma variação tarifária de 3,0%, a que corresponde uma variação de 0,1% no preço médio, conforme se ilustra no Quadro 8-5 e na Figura 8-29.

Quadro 8-5 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em MAT, AT e MT

Estado e características	Tarifas Jan 2007, consumos 2007	Tarifas Anual. 2007, consumos 2007	Tarifas Anual. 2007, consumos 2008	Tarifas 2008, consumos 2008
Proveitos (10 ⁶ EUR)	1 333	1 315	1 365	1 406
Consumo (GWh)	17 180	17 180	18 362	18 362
Preço médio (€/kWh)	(0) 0,0776	(1) 0,0765	(2) 0,0743	(3) 0,0766
Variação (%)	-	(1)/(0) = -1,4%	(2)/(1) = -2,9%	(3)/(2) = 3,0%

Figura 8-29 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em MAT, AT e MT



Variação preço médio = 0,1%

Variação tarifária = 3,0%

A evolução do preço médio da energia eléctrica em MAT, AT e MT de 2007 para 2008 pode ser representada através de quatro estados. O primeiro estado corresponde à situação prevista em Dezembro de 2006, em que a proveitos permitidos de 1 333 milhões de euros e a consumos de 17,2 TWh corresponde o preço médio de 0,0776 €/kWh.

O segundo estado considera as tarifas anualizadas em vigor ao longo de 2007, as quais divergem das tarifas publicadas em Dezembro de 2006 em virtude da alteração extraordinária motivada pelo Decreto-Lei n.º 264/2007. O preço médio que resulta da aplicação destas tarifas aos consumos previstos para 2006 é de 0,0765 €/kWh.

No terceiro estado, é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2008. Mantendo os preços das tarifas de 2007 anualizadas, a evolução da estrutura de consumos origina uma diminuição de 2,9% no preço médio.

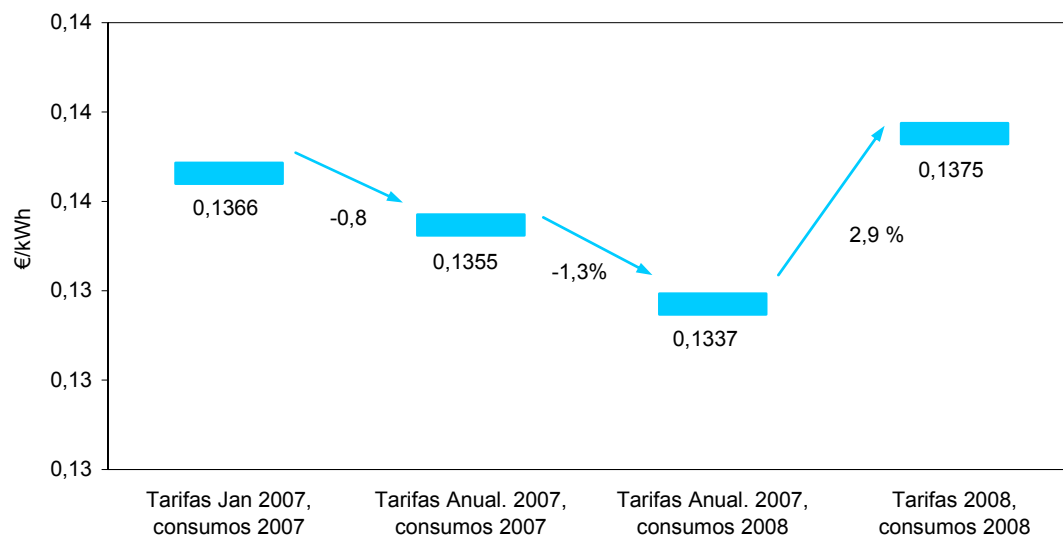
No quarto estado apresenta-se o acréscimo a aplicar às tarifas de MAT, AT e MT no valor de 3,0%, que proporciona às empresas, em 2008, receitas no valor de 1 406 milhões de euros.

As tarifas de Venda a Clientes Finais em BT irão observar uma subida de 2,9%, a que corresponde um aumento de 1,5% no preço médio de venda a clientes finais em BT, conforme se ilustra no Quadro 8-6 e na Figura 8-30.

Quadro 8-6 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BT

Estado e características	Tarifas Jan 2007, consumos 2007 (0)	Tarifas Anual. 2007, consumos 2007 (1)	Tarifas Anual. 2007, consumos 2008 (2)	Tarifas 2008, consumos 2008 (3)
Proveitos (10 ⁶ EUR)	3 134	3 107	3 221	3 313
Consumo (GWh)	22 938	22 938	24 091	24 091
Preço médio (€/kWh)	0,1366	0,1355	0,1337	0,1375
Variação (%)	-	(1)/(0) = -0,8	(2)/(1) = -1,3	(3)/(2)= 2,9

Figura 8-30 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BT



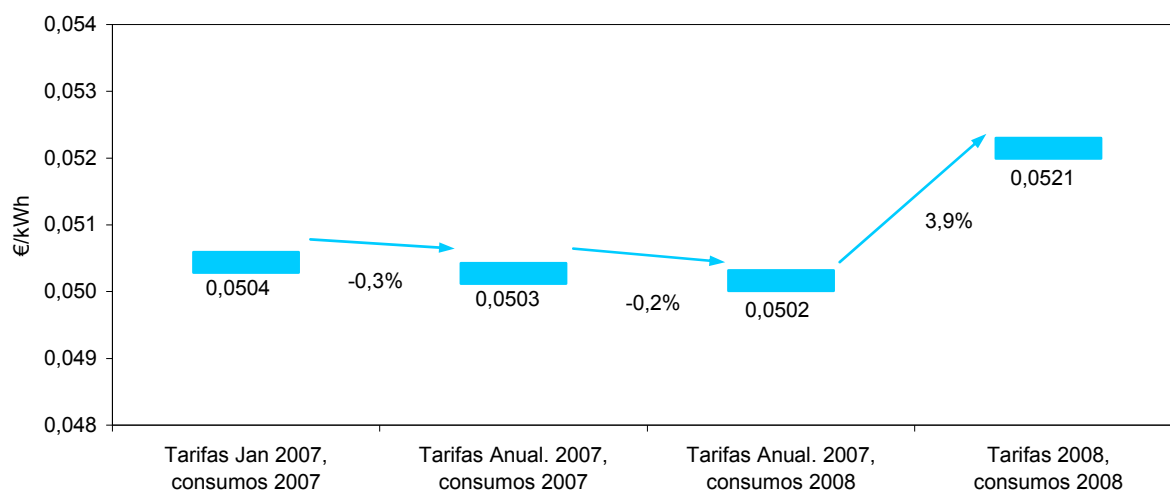
Variação preço médio = 1,5%

Variação tarifária = 2,9%

Em seguida apresentam-se figuras com a evolução do preço médio entre 2007 e 2008, em cada nível de tensão (Figura 8-31 a Figura 8-37).

Em 2008 prevê-se um aumento no preço médio de MAT de 3,7%, resultado da alteração da estrutura de consumos, responsável por um decréscimo de 0,2% no preço médio, e de uma variação tarifária de 3,9% (Figura 8-31).

Figura 8-31 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em MAT

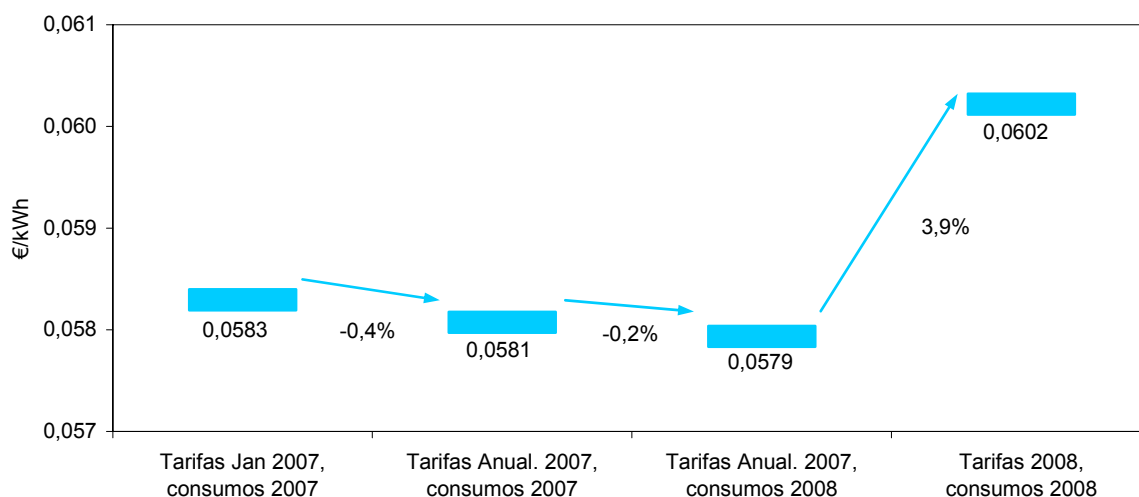


Variação tarifária = 3,9%

Variação preço médio = 3,7%

Em AT, o preço médio sofre um acréscimo de 3,7%, que resulta da alteração da estrutura de consumos, responsável por uma redução de 0,2% no preço médio, e do aumento tarifário de 3,9%.

Figura 8-32 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em AT

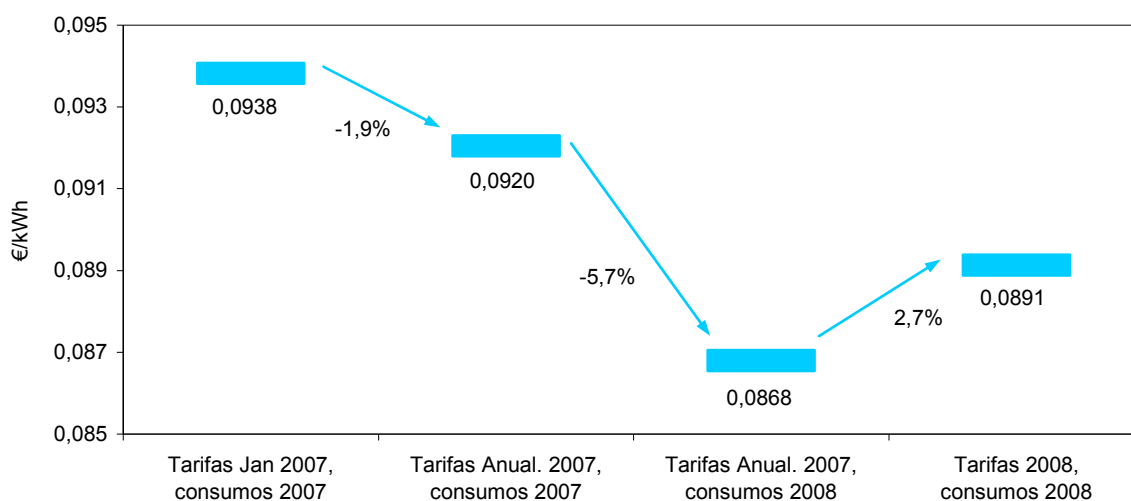


Variação tarifária = 3,9%

Variação preço médio = 3,7%

Em MT, o preço médio diminui 3,2% entre 2007 e 2008, consequência de um acréscimo tarifário de 2,7%, e de uma alteração na estrutura de consumos, responsável por um decréscimo de 5,7%.

Figura 8-33 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em MT

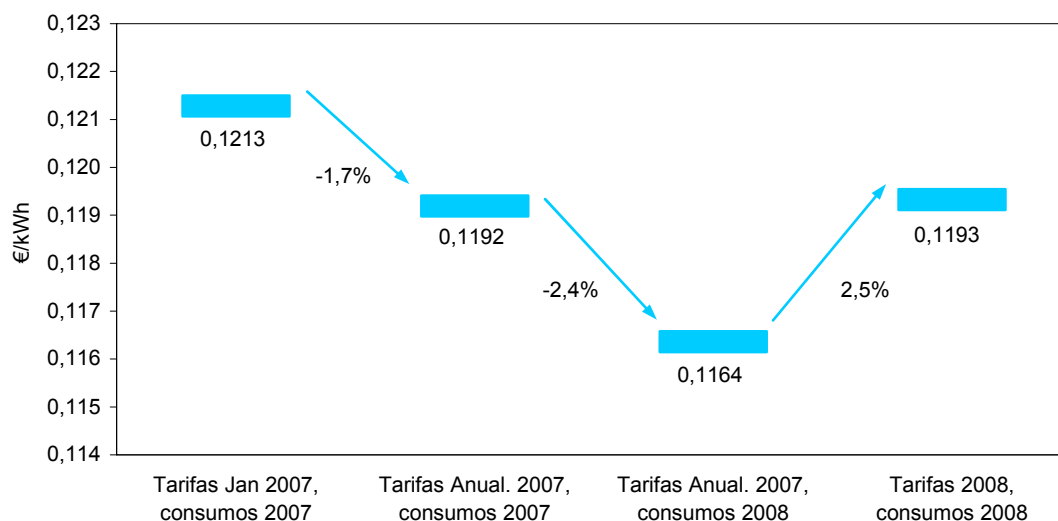


Variação preço médio = -3,2%

Variação tarifária = 2,7%

Em BTE, o preço médio aumenta 0,1%, sendo a alteração da estrutura de consumos responsável por uma variação negativa de 2,4% e a variação tarifária por um acréscimo de 2,5%.

Figura 8-34 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTE

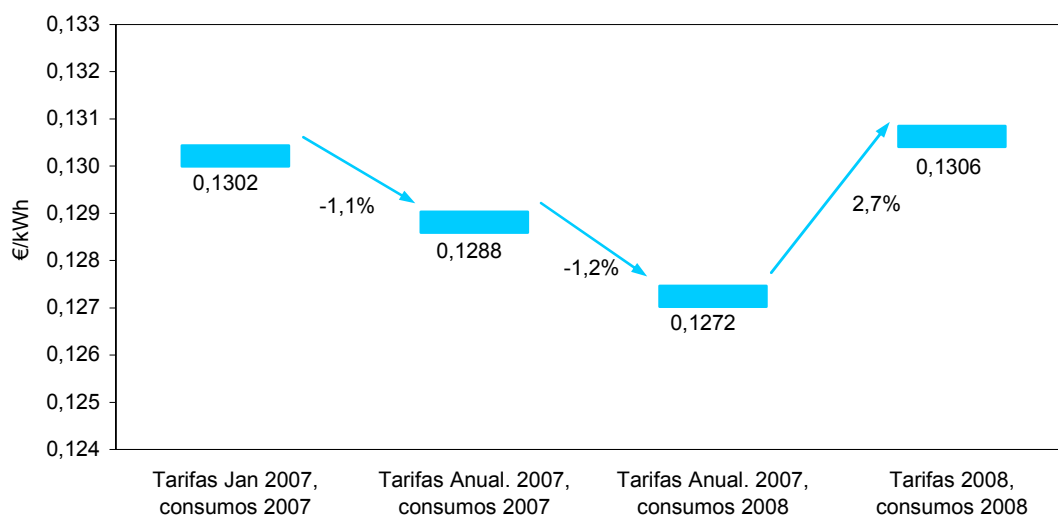


Variação preço médio = 0,1%

Variação tarifária = 2,5%

Em BTN, para os clientes com potências contratadas superiores a 20,7 kVA, a variação no preço médio é de 1,4%, resultante de uma variação tarifária de 2,7% e de um impacto negativo de 1,2% devido a alteração da estrutura de consumos.

Figura 8-35 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTN (> 20,7 kVA)

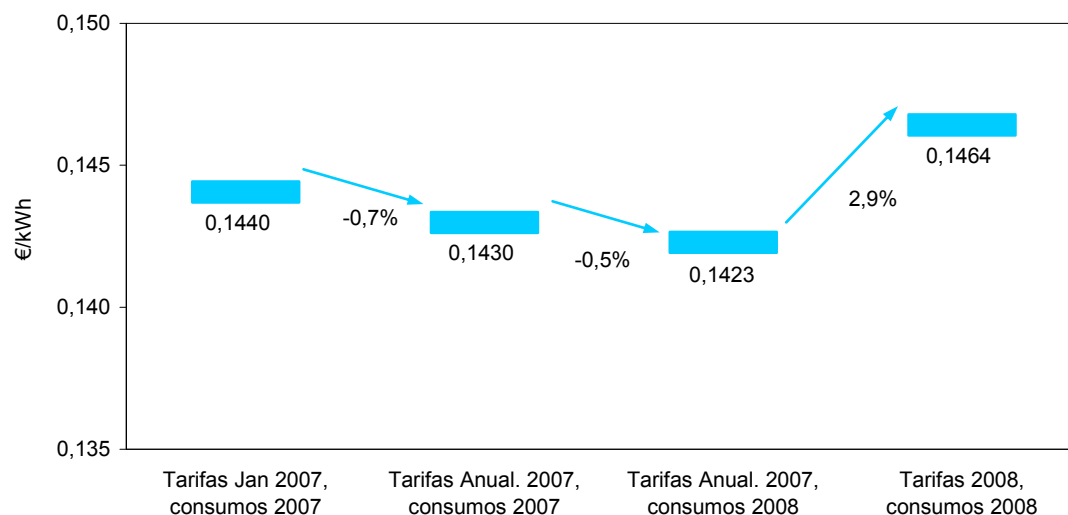


Variação preço médio = 1,4%

Variação tarifária = 2,7%

Em BTN, para os clientes com potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA (não incluindo os fornecimentos de iluminação pública) o aumento no preço médio é de 2,4%, resultante de uma variação tarifária de 2,9% e de um impacto negativo de 0,5% devido a alteração da estrutura de consumos.

Figura 8-36 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTN (\leq 20,7 kVA)

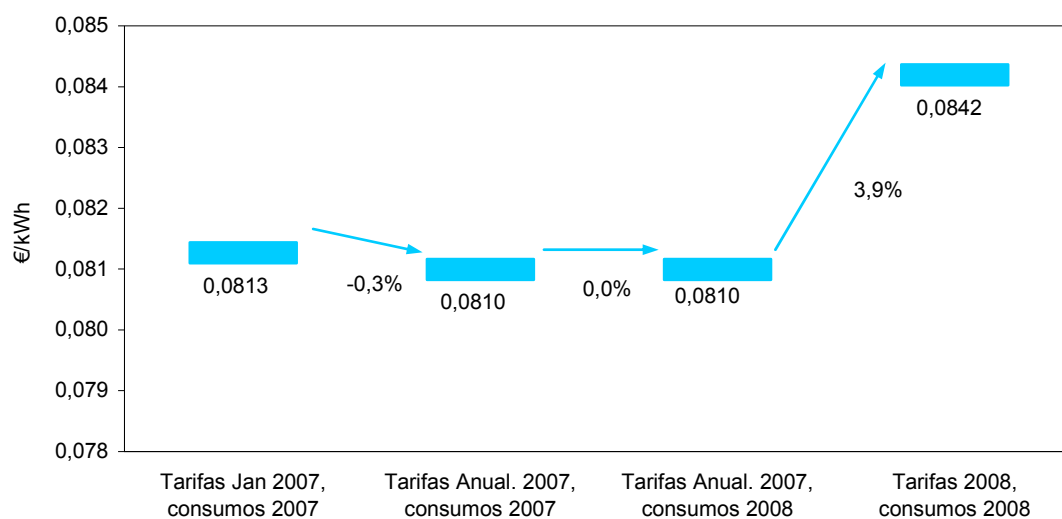


Variação preço médio = 2,4%

Variação tarifária = 2,9%

Em IP a variação no preço médio é de 3,9%, sendo nulo o impacto da alteração da estrutura de consumos.

Figura 8-37 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em IP



Variação preço médio = 3,9%

Variação tarifária = 3,9%

8.3.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO EM 2008

Na Figura 8-38 e na Figura 8-39 apresenta-se para cada nível de tensão a decomposição e a estrutura, por actividade regulada, do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso. A decomposição apresentada pressupõe que os preços a pagar pelo acesso às redes coincidem com os preços das tarifas por actividade incluídas nas tarifas de Acesso às Redes (Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso da Rede de Distribuição e Comercialização de Redes) 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 8-38 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2008

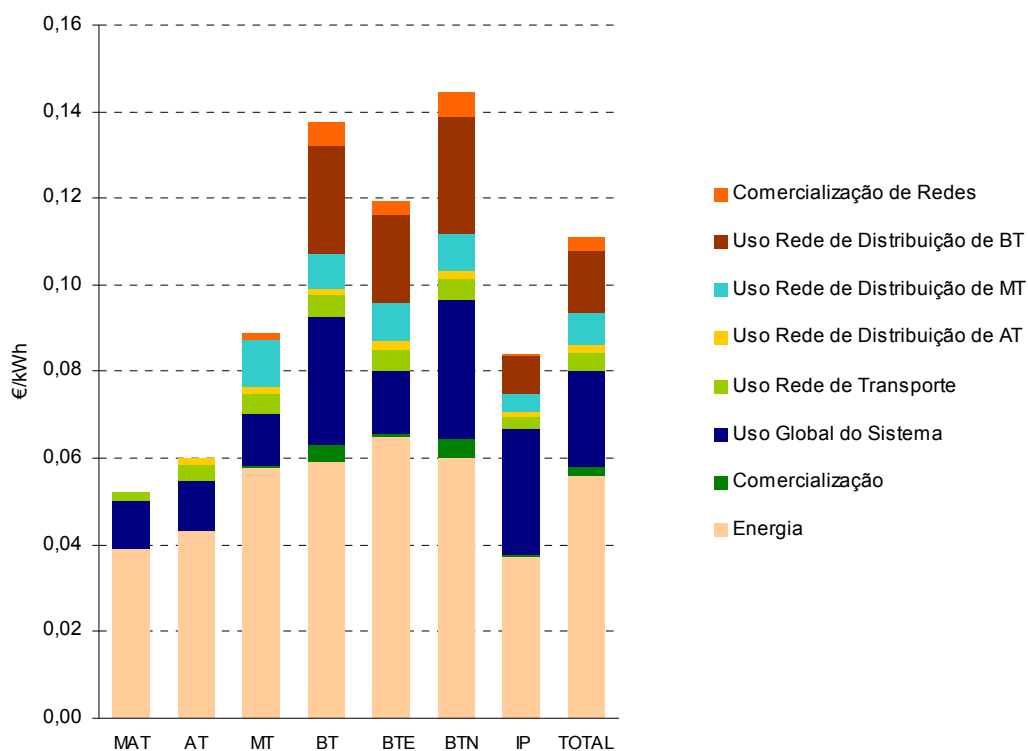
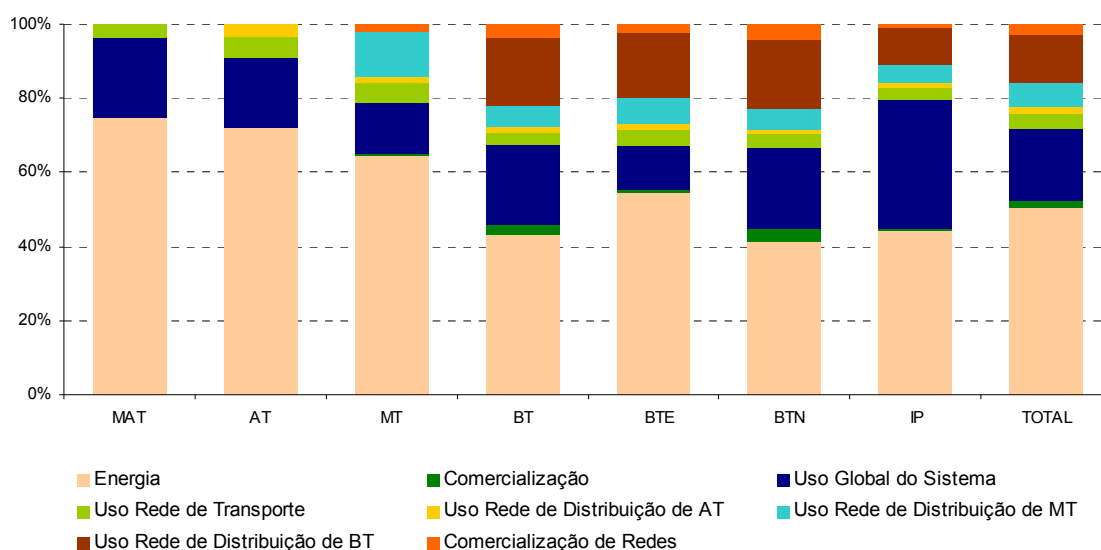


Figura 8-39 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2008



Na Figura 8-40 e na Figura 8-41, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso nas parcelas: Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Geral.

Figura 8-40 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2008, decomposto nas parcelas Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Geral

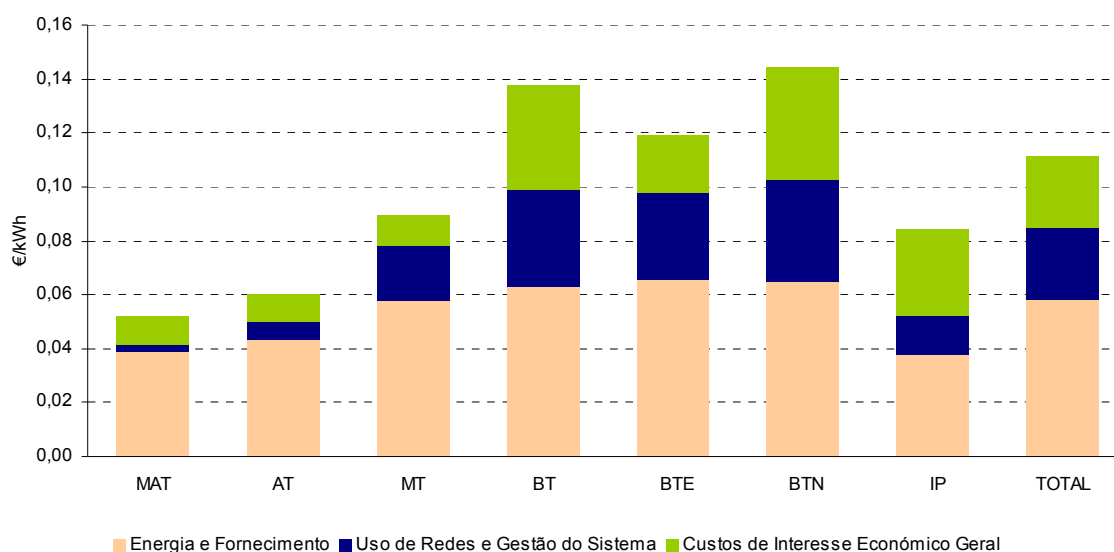
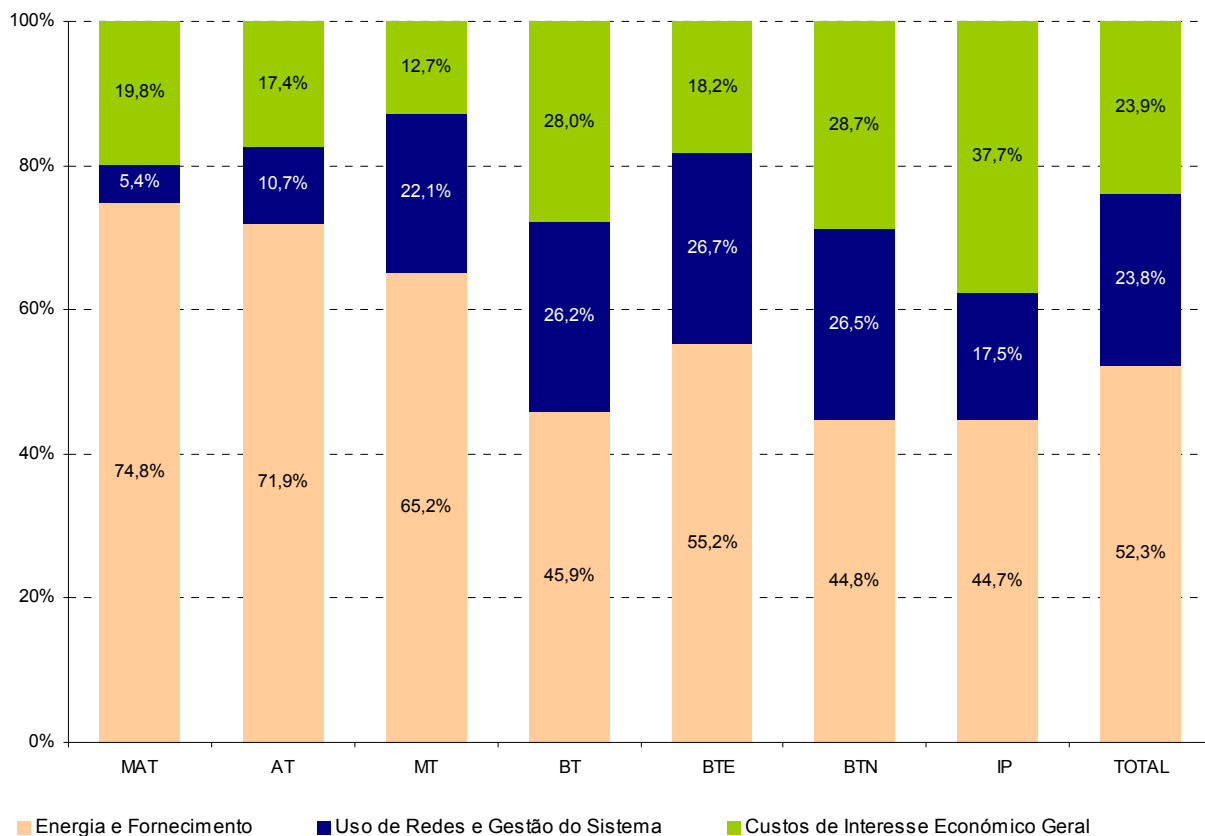


Figura 8-41 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2008, decomposto nas parcelas Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Geral



8.3.3 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO ENTRE 1990 E 2008

A Figura 8-42 e a Figura 8-43 apresentam a evolução tarifária verificada nas tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso desde 1990 até 2008, 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 2008, 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.

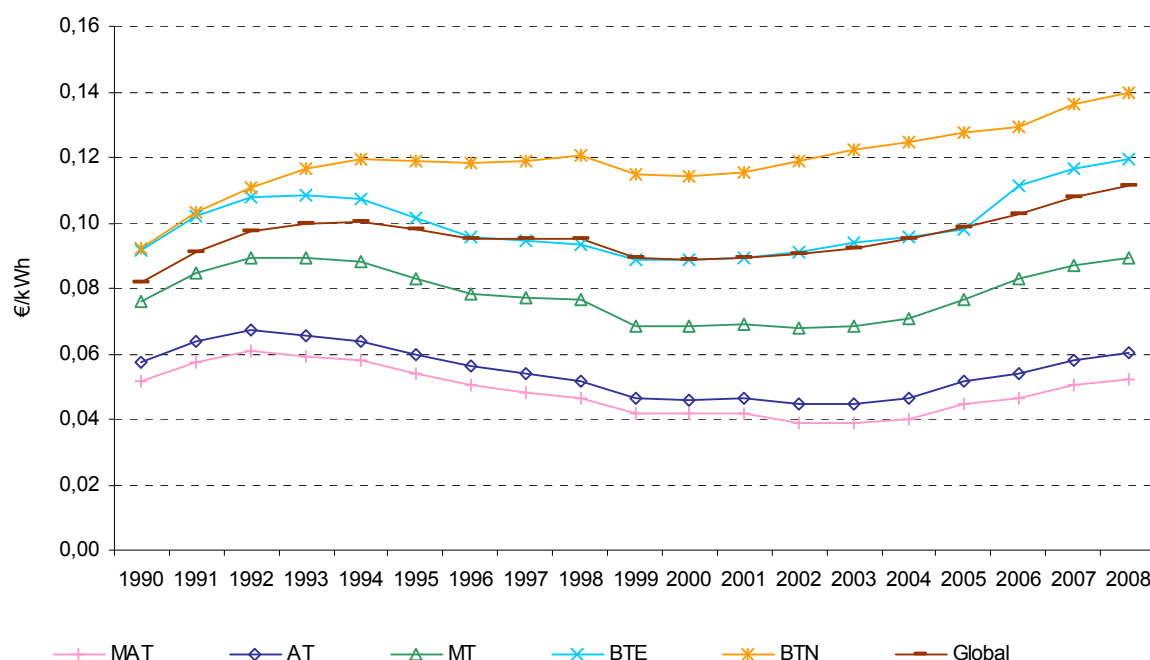
Para os níveis de tensão MAT e AT, os preços médios apresentados incluem, até 2001, o desconto praticado na factura. Os preços apresentados incluem também o efeito da aplicação dos ajustamentos trimestrais entre 2002 e 2005.

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.

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 em Janeiro de 2007 e as tarifas extraordinárias, a vigorar entre Setembro e Dezembro de 2007.

O preço médio global registou um perfil de quebra entre 1995 e 1997 e em 1999 e 2000. Em 2008 o preço médio global é de 0,1112 €/kWh.

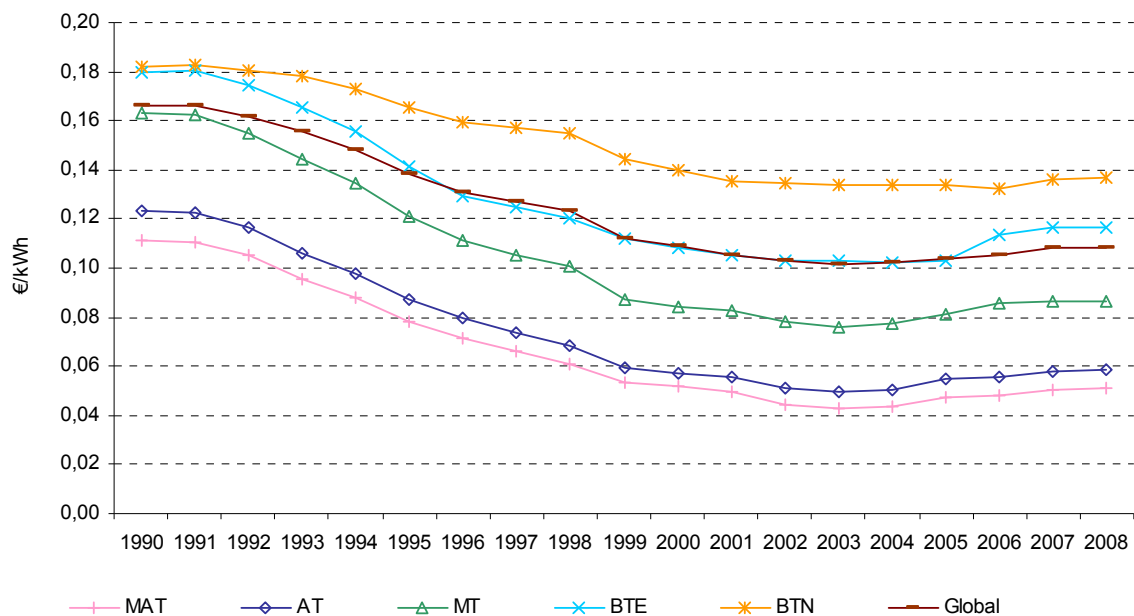
Figura 8-42 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços correntes)



A preços constantes de 2007 (Figura 8-43), verificou-se ao longo do período compreendido entre 1990 e 2003 uma tendência de descida dos preços médios. O preço médio global registou desde 1990 até 2008 uma redução média anual de 2,2%. Em 2008, o preço médio global é cerca de 65% do verificado em 1990.

Em MAT e em AT, os preços médios em 2008 são cerca de 46% e 48% dos respectivos preços verificados em 1990. Em MT, BTE e BTN, os preços médios em 2007 são cerca de 53%, 65% e 75% dos respectivos preços médios verificados em 1990.

Figura 8-43 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços constantes de 2007)



Finalmente, no quadro seguinte apresenta-se a evolução das Tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, desde 1998. Os valores apresentados incluem a aplicação dos ajustamentos trimestrais em MAT, AT e MT que vigoraram entre 2002 e 2005.

Quadro 8-7 - 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	Variação 2008/1998
MAT	real	100	87	85	82	73	70	71	78	78	82	83	-17%
	nominal	100	90	90	90	83	83	86	97	100	108	112	12%
AT	real	100	87	84	81	75	73	74	80	81	85	86	-14%
	nominal	100	90	89	90	86	86	89	100	104	112	116	16%
MT	real	100	87	84	82	78	76	77	81	85	86	86	-14%
	nominal	100	90	89	90	89	89	93	101	109	114	117	17%
BTE	real	100	93	90	87	86	86	85	86	95	97	97	-3%
	nominal	100	95	95	96	98	100	103	105	119	125	128	28%
BTN	real	100	93	90	87	87	86	86	86	85	88	88	-12%
	nominal	100	95	95	96	99	101	103	106	107	113	116	16%

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

8.4.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA ENTRE 2007 E 2008

Em 2007 o Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro, veio estabelecer para 2007 uma limitação de 6% aos acréscimos das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN da RAA, de Portugal continental e da RAM.

Adicionalmente, na sequência da publicação do Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho, foram publicadas pela ERSE novas tarifas de Venda a Clientes Finais, para vigorarem a partir de Setembro de 2007.

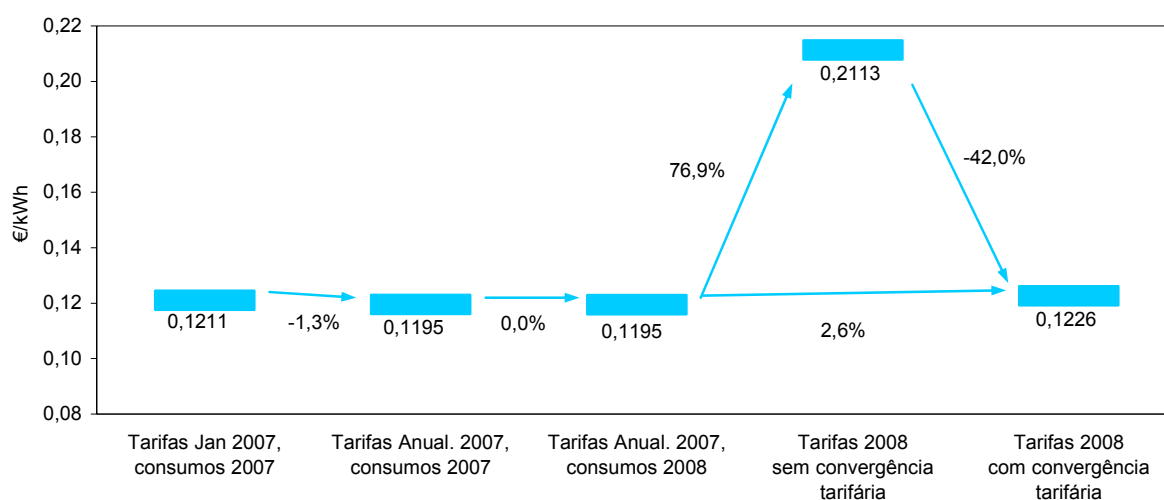
Nas figuras seguintes são apresentados os preços médios obtidos por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2007 publicadas em Dezembro de 2006 e também os preços médios obtidos pelas tarifas em vigor ao longo de 2007, as quais divergem das tarifas publicadas em Dezembro de 2006, em virtude da fixação extraordinária de tarifas a 1 de Setembro de 2007, motivada pelas alterações derivadas das disposições do Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho.

A variação tarifária a observar pelos clientes do comercializador de último recurso entre 2007 e 2008 considera o preço médio ao longo de 2007.

Em 2008, os preços de Venda a Clientes Finais da RAA apresentam, em média, um acréscimo tarifário de 2,6%, relativamente a 2007, conforme se ilustra no Quadro 8-8 e na Figura 8-44. O preço médio apresenta uma subida de 2,6% devido à variação tarifária e à mudança da estrutura de consumos.

Quadro 8-8 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAA

Estado e características	Tarifas Jan 2007, consumos 2007	Tarifas Anual. 2007, consumos 2007	Tarifas Anual. 2007, consumos 2008	Tarifas 2008 sem convergência tarifária	Tarifas 2008 com convergência tarifária
Proveitos (10 ³ EUR)	89 083	87 936	92 816	164 156	95 269
Consumo (MWh)	735 756	735 756	776 931	776 931	776 931
Preço médio (€/kWh)	(0) 0,1211	(1) 0,1195	(2) 0,1195	(3) 0,2113	(4) 0,1226
Variação (%)	-	(1)/(0) = -1,3%	(2)/(1) = 0,0%	(3)/(2) = 76,9%	(4)/(2) = 2,6%

Figura 8-44 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAA

Variação preço médio = 2,6%

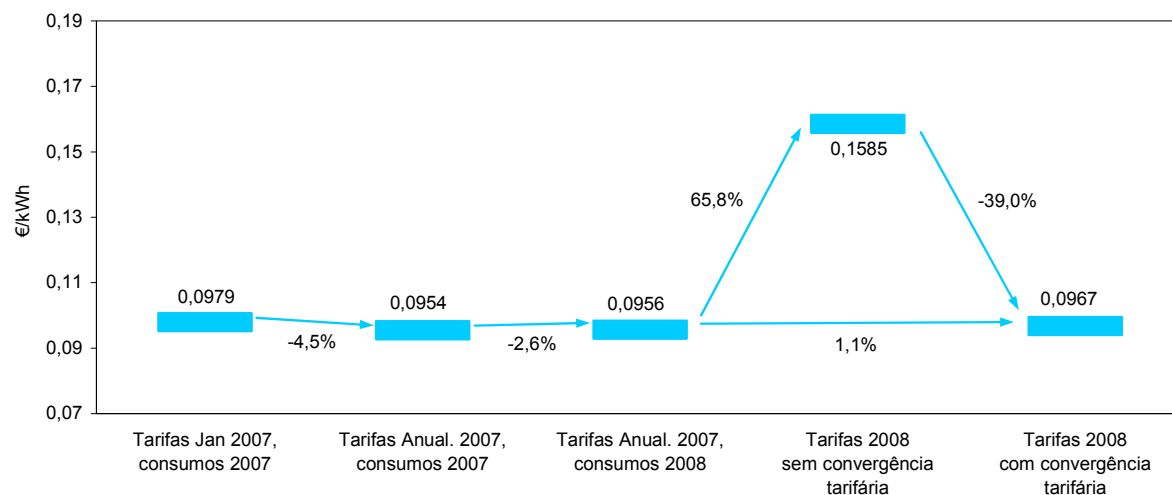
Variação tarifária = 2,6%

Esta variação tarifária pode ser representada pela evolução de cinco estados:

- Preço médio publicado em Dezembro de 2006 para vigorar em 2007.
- Preço médio que corresponde às tarifas em vigor ao longo de 2007, incluindo a fixação excepcional de tarifas em Setembro.
- Preço médio resultante da aplicação das tarifas em vigor ao longo de 2007 aos consumos de 2008.
- Preço médio das tarifas, em 2008, 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 2008, após convergência tarifária com as tarifas de Venda a Cliente Finais de Portugal continental.

Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária entre 2006 e 2008 nos diferentes níveis de tensão (Figura 8-45 a Figura 8-50). Ocorreram variações diferenciadas por nível de tensão: 1,1% em MT, 2,3% em BTE, 3,4% para clientes em BTN com potências superiores a 17,25 kVA, 3,3% para clientes em BTN com potências inferiores ou iguais a 17,25 kVA e 3,9% em IP. Globalmente, a BT observa um acréscimo tarifário de 3,3%.

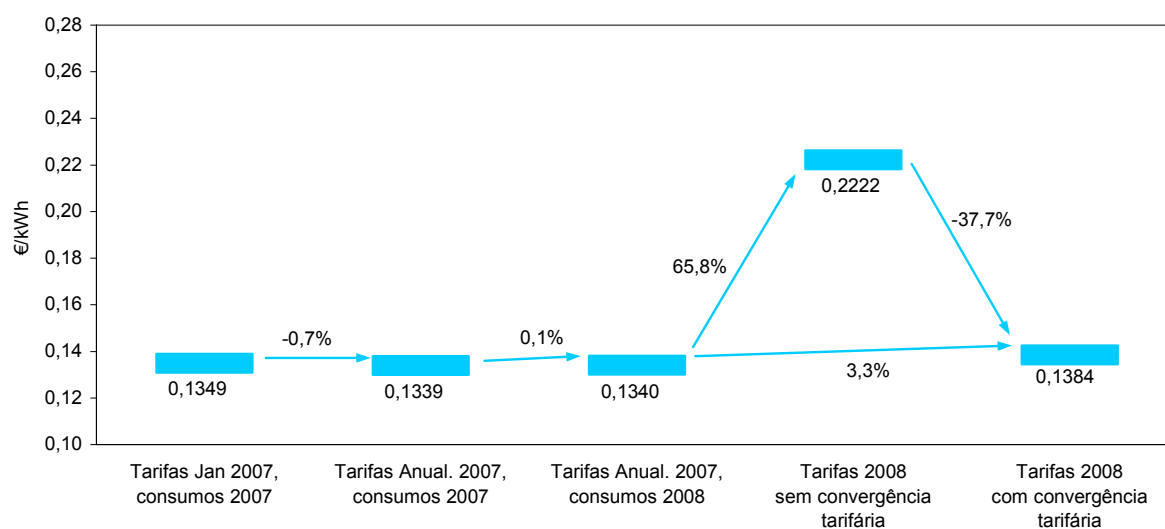
Figura 8-45 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em MT na RAA



Variação preço médio = 1,3%

Variação tarifária = 1,1%

Figura 8-46 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BT na RAA



Variação preço médio = 3,4%

Variação tarifária = 3,3%

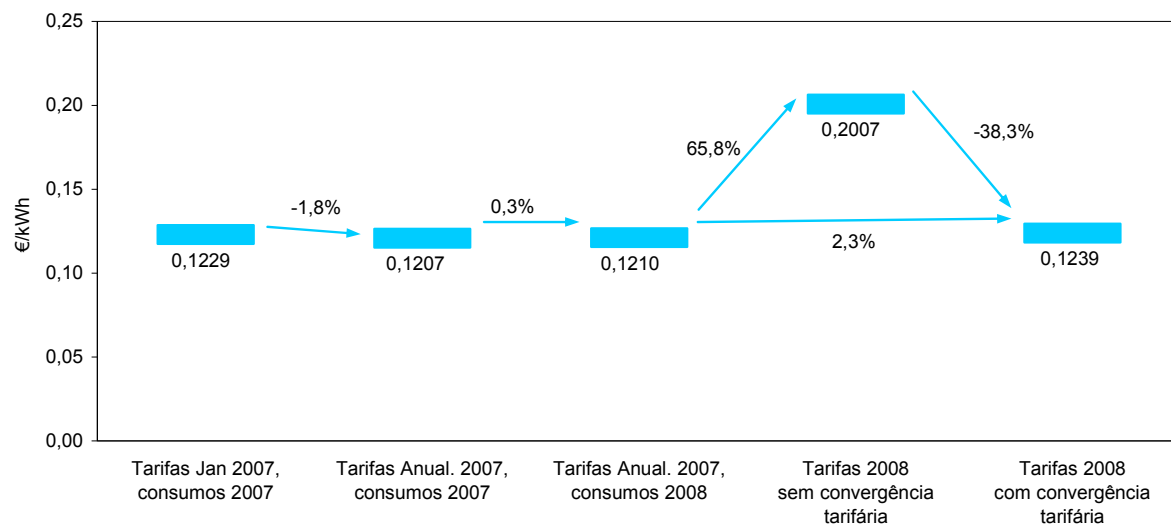
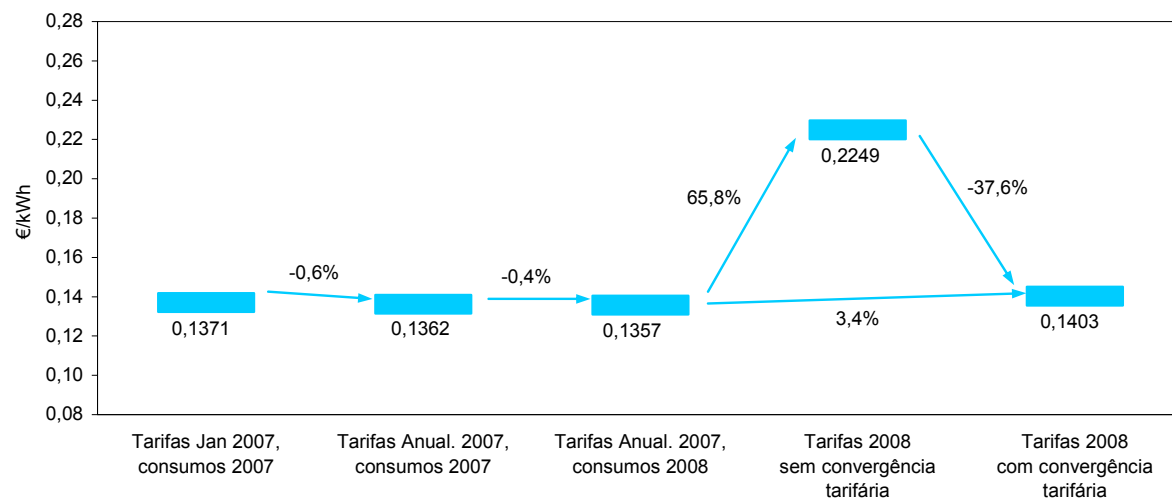
Figura 8-47 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTE na RAA

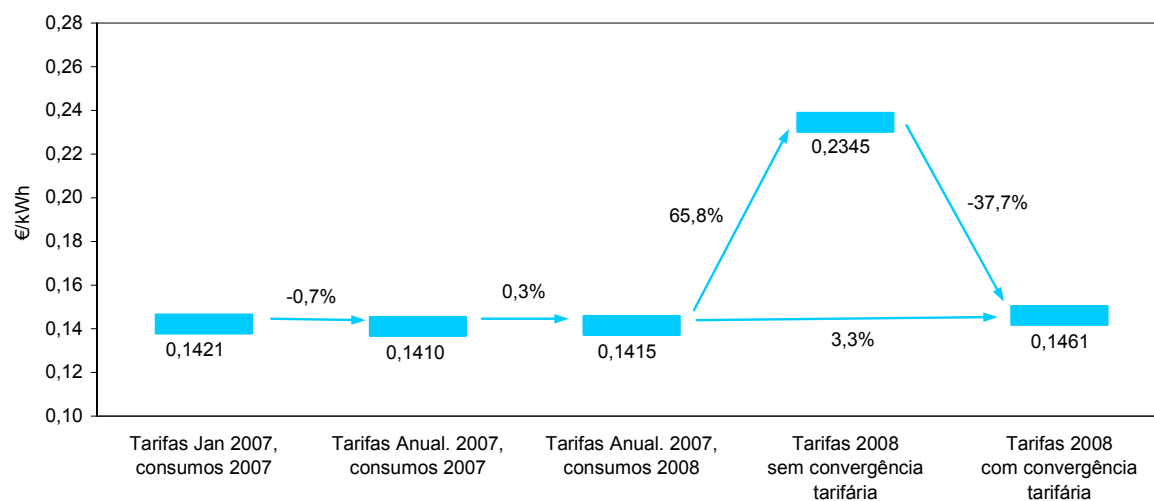
Figura 8-48 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (> 17,25 kVA) na RAA



Variação preço médio = 3,0%

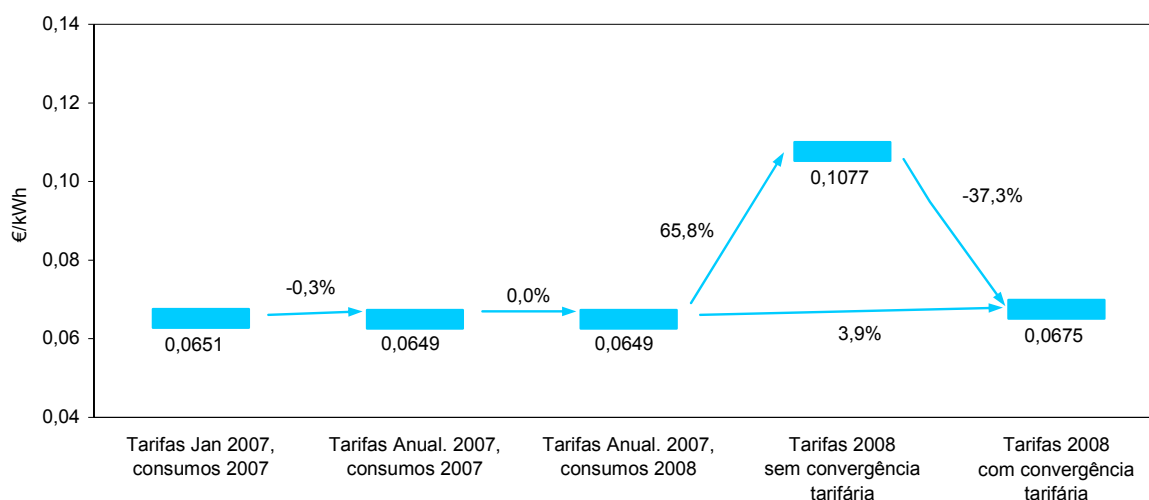
Variação tarifária = 3,4%

Figura 8-49 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN s/ IP ($\leq 17,25$ kVA) na RAA



Variação preço médio = 3,6%

Variação tarifária = 3,3%

Figura 8-50 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em IP na RAA

Variação preço médio = 3,9%

Variação tarifária = 3,9%

8.4.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA ENTRE 1990 E 2008

A Figura 8-51 e a Figura 8-52 apresentam a evolução tarifária observada nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no período compreendido entre 1990 e 2008, em termos globais e por nível de tensão, tendo-se desagregado a BT em BTE e BTN (incluindo IP).

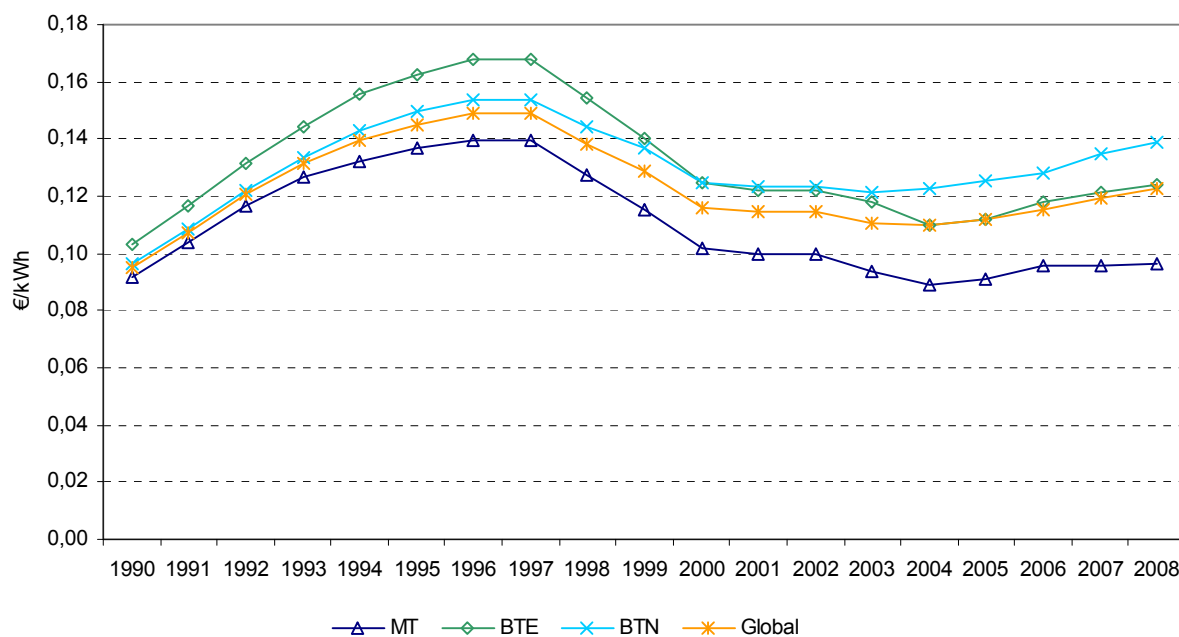
Os preços médios apresentados foram calculados com base na estrutura de fornecimentos de 2008, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. É importante ter em conta que estes preços não constituem os preços médios efectivos 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 2008, o preço médio global sofreu acréscimos médios anuais de 1,4%, sendo que a BTN registou os maiores acréscimos médios anuais, 2,0%, a preços correntes. A MT registou, no período em análise, um acréscimo de 0,3% ao ano.

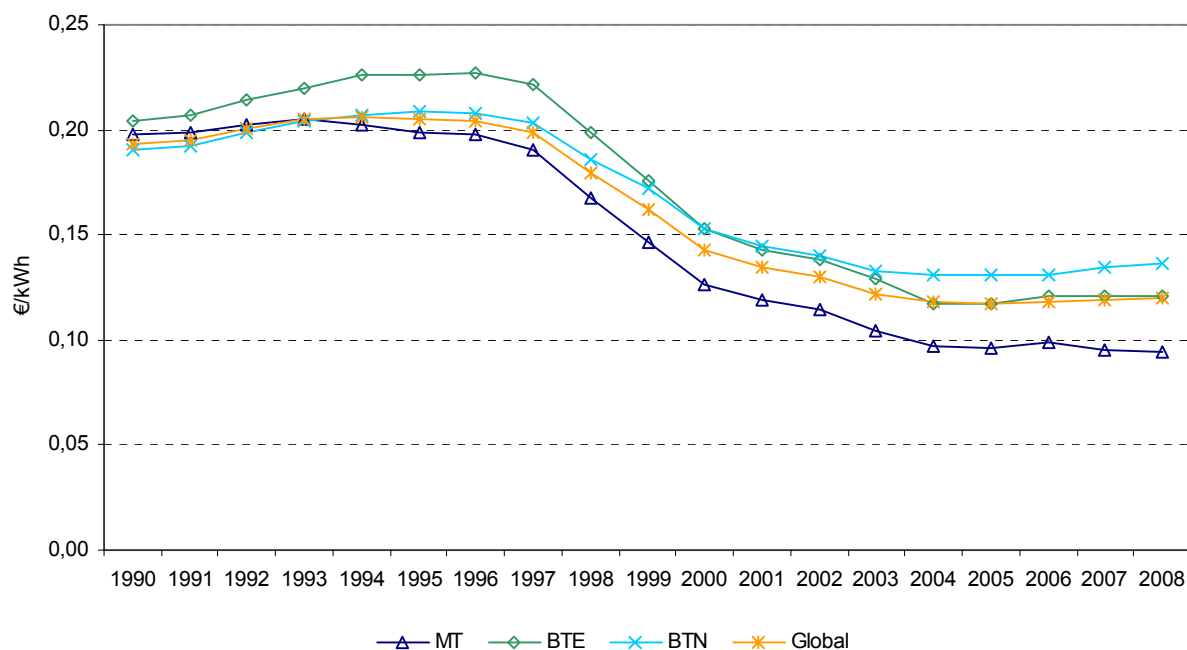
**Figura 8-51 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA
(preços correntes)**



A preços constantes (Figura 8-52), verificaram-se aumentos no preço médio global até 1994 e reduções sucessivas até 2005. Entre 1990 e 2008, o preço médio global decresceu a uma taxa média anual de 2,6%, sendo o valor de 2008 cerca de 62% do verificado em 1990.

Em MT, os preços médios em 2007 são cerca de 48% dos preços verificados em 1990. Em BTE e BTN, os preços médios em 2008 são cerca de 59% e 71% dos respectivos preços médios verificados em 1990.

Figura 8-52 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA
(preços constantes de 2007)



No quadro seguinte apresenta-se ainda a evolução das Tarifas de Venda a Clientes Finais na RAA, desde 2002. Os valores apresentados incluem a aplicação dos ajustamentos trimestrais em MT.

Quadro 8-9 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, por nível de tensão

Tarifas		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Variação 2008/2002
MT	real	100	91	85	84	86	84	82	-18%
	nominal	100	94	90	91	96	96	97	-3%
BTE	real	100	93	85	85	87	88	88	-12%
	nominal	100	96	90	92	97	99	102	2%
BTN	real	100	95	94	94	93	96	97	-3%
	nominal	100	98	99	101	104	109	113	13%

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

8.5.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM ENTRE 2007 E 2008

Em 2007 o Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro, veio estabelecer para 2007 uma limitação de 6% aos acréscimos das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN da RAM, de Portugal continental e da RAA.

Adicionalmente, na sequência da publicação do Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho, foram publicadas pela ERSE novas tarifas de Venda a Clientes Finais, para vigorarem a partir de Setembro de 2007.

Nas figuras seguintes são apresentados os preços médios obtidos por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2007 publicadas em Dezembro de 2006 e também os preços médios obtidos pelas tarifas em vigor ao longo de 2007, as quais divergem das tarifas publicadas em Dezembro de 2006, em virtude da fixação extraordinária de tarifas a 1 de Setembro de 2007, motivada pelas alterações derivadas das disposições do Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho.

A variação tarifária a observar pelos clientes do comercializador de último recurso entre 2007 e 2008 considera o preço médio ao longo de 2007.

Nas figuras seguintes é apresentada a evolução do preço médio da energia eléctrica das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, representada através de cinco estados:

- preços médios obtidos por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2007 publicadas em Dezembro de 2006;

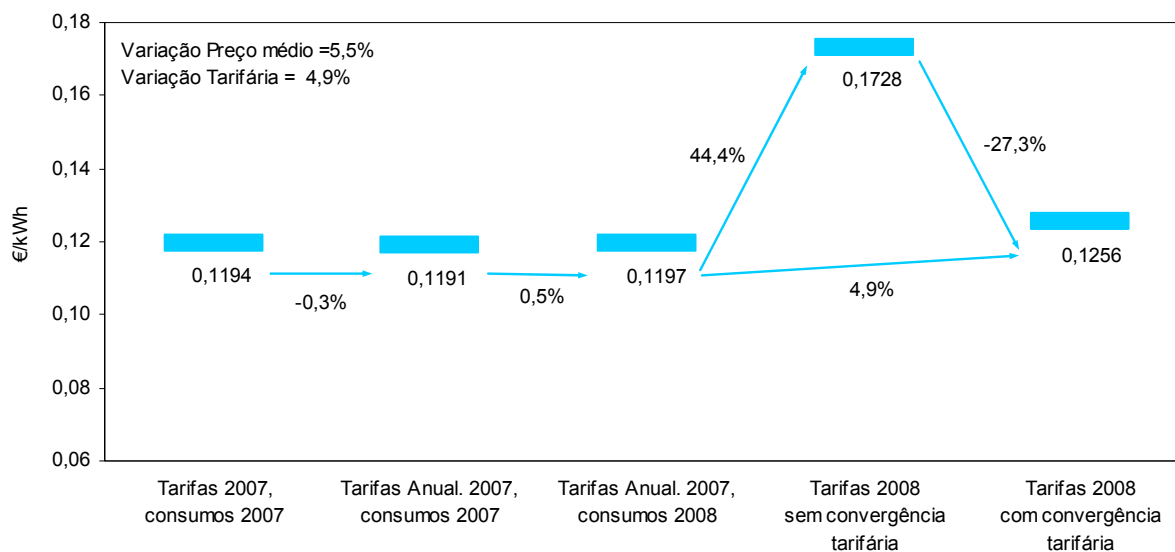
- preços médios ponderados entre as tarifas de Venda a Clientes Finais de 2007 publicadas em Dezembro de 2006 e as tarifas de Venda a Clientes Finais de 2007 resultantes da revisão extraordinária de tarifas;
- preços médios ponderados das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2007 afectados do consumo de 2008;
- preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a vigorar em 2008 caso não houvesse lugar a convergência tarifária, isto é, considerando que a totalidade dos proveitos permitidos à empresa regulada são suportados pelos clientes da RAM e;
- preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a vigorar em 2008 considerando a convergência tarifária com as tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental.

A variação tarifária a observar pelos clientes do comercializador de último recurso entre 2007 e 2008 considera o preço médio previsto para 2008 (com convergência tarifária) e o preço médio obtido por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2007 anualizadas aos consumos previstos para 2008.

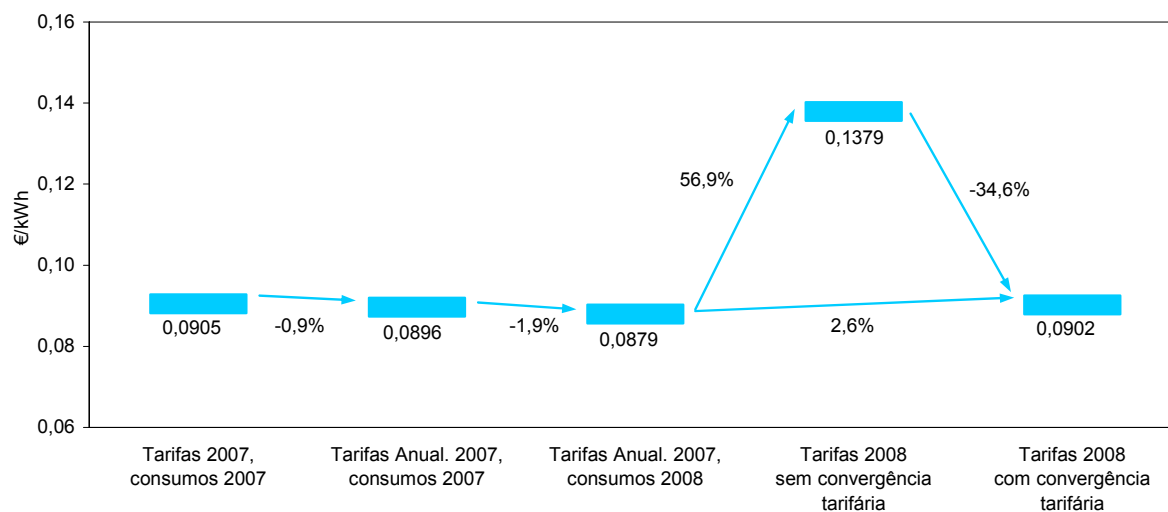
Em 2008 os preços de Venda a Clientes Finais da RAM apresentam, em média, um acréscimo tarifário de 4,9%, relativamente a 2007, conforme se ilustra no Quadro 8-10 e na Figura 8-53. O preço médio apresenta uma subida de 5,5% devido à variação tarifária e alteração da estrutura de consumos.

Quadro 8-10 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAM

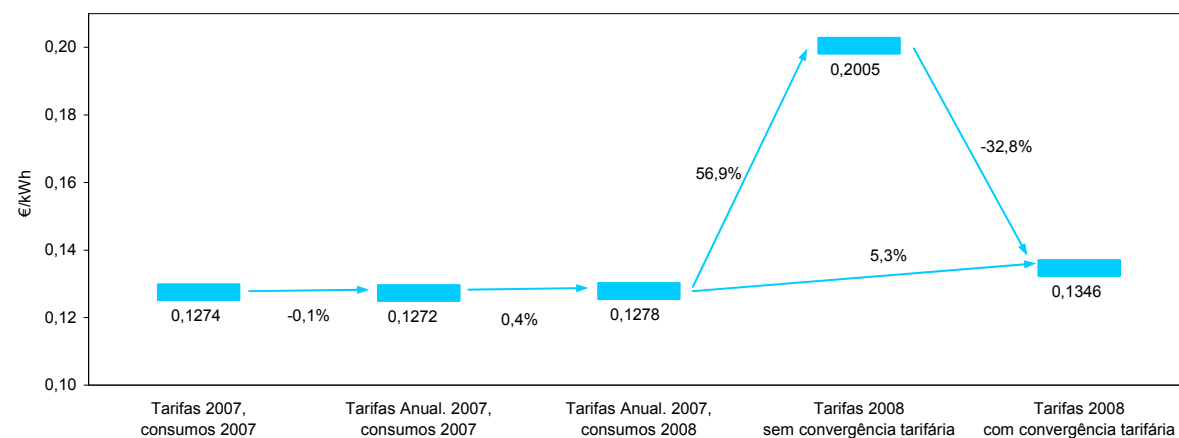
Estado e características	Tarifas 2007, consumos 2007	Tarifas Anual. 2007, consumos 2007	Tarifas Anual. 2007, consumos 2008	Tarifas 2008 sem convergência tarifária	Tarifas 2008 com convergência tarifária
Proveitos (10 ³ EUR)	108 081	107 783	107 983	155 890	113 309
Consumo (MWh)	905 114	905 114	901 930	901 930	901 930
Preço médio (€/kWh)	(0) 0,1194	(1) 0,1191	(2) 0,1197	(3) 0,1728	(4) 0,1256
Variação (%)	-	(1)/(0) = -0,3%	(2)/(1) = 0,5%	(3)/(2) = 44,4%	(4)/(2) = 4,9%

Figura 8-53 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAM

Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária entre 2007 e 2008 nos diferentes níveis de tensão (Figura 8-54 à Figura 8-59). Ocorreram variações diferenciadas por nível de tensão: 2,6% em MT, 3,5% em BTE, 5,9% para clientes em BTN (>20,7 kVA), 5,8% para os clientes em BTN sem IP ($\leq 20,7$ kVA) e 5,5% para os clientes em IP. Globalmente, a BT observa um acréscimo tarifário de 5,3%.

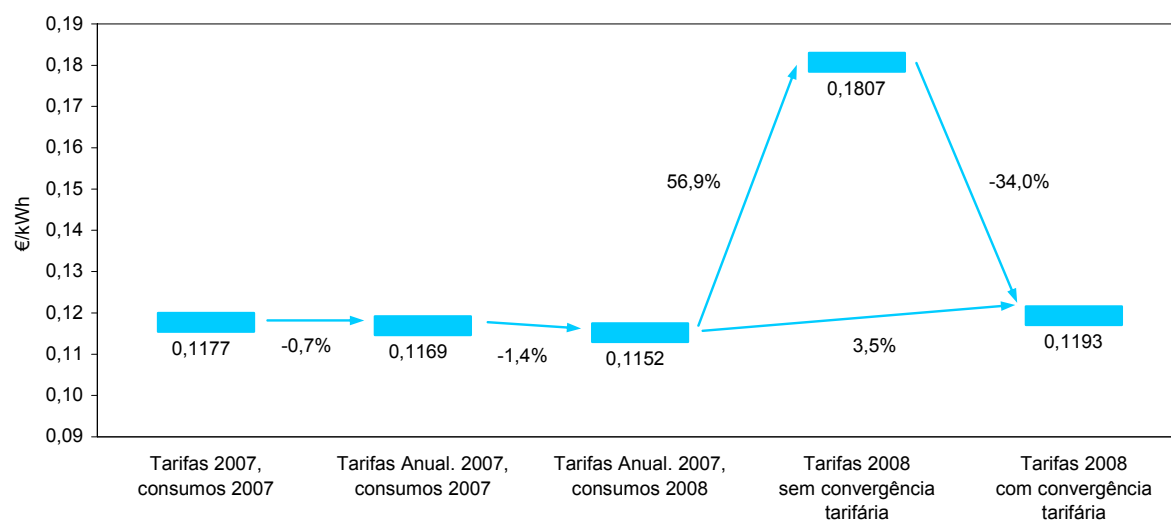
Figura 8-54 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em MT na RAM

Variação preço médio = 0,6%
Variação tarifária = 2,6%

Figura 8-55 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BT na RAM

Variação preço médio = 5,8%

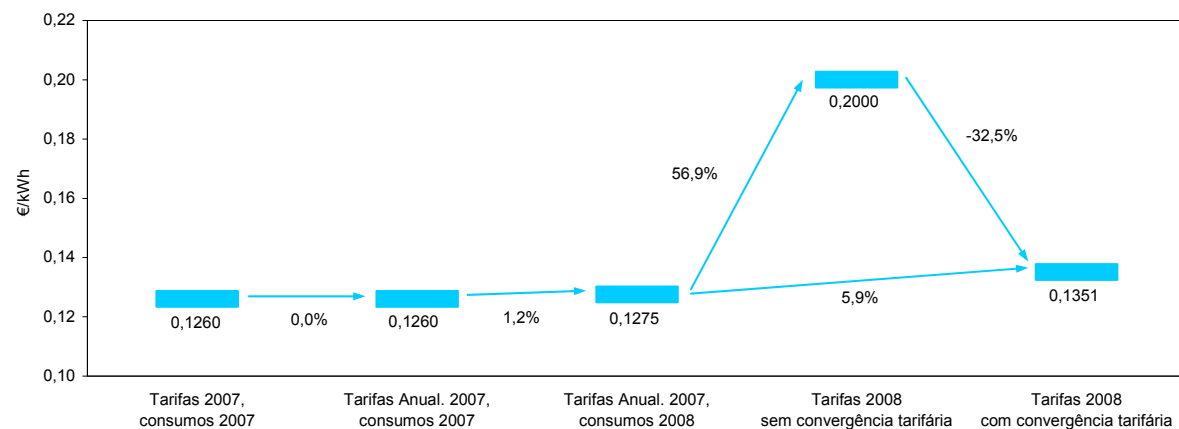
Variação tarifária = 5,3%

Figura 8-56 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTE na RAM

Variação preço médio = 2,1%

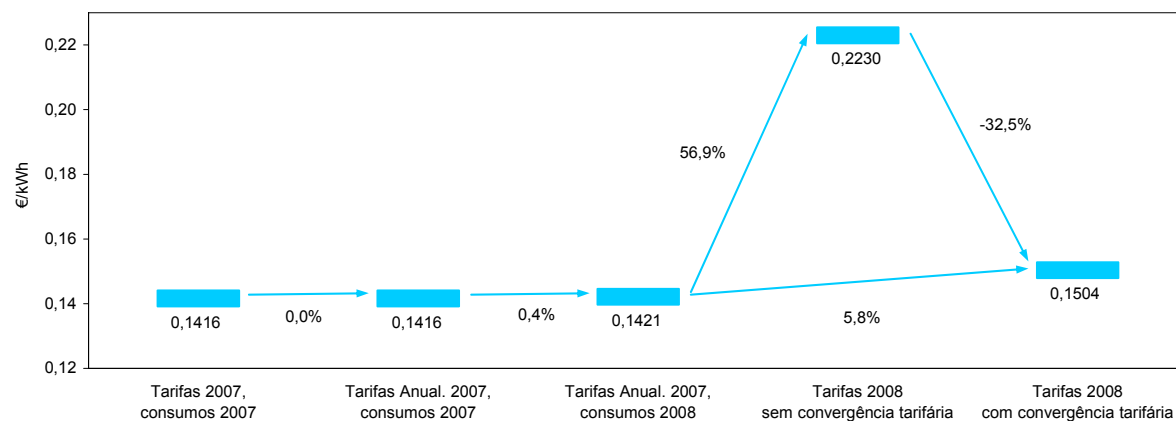
Variação tarifária = 3,5%

Figura 8-57 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA) na RAM

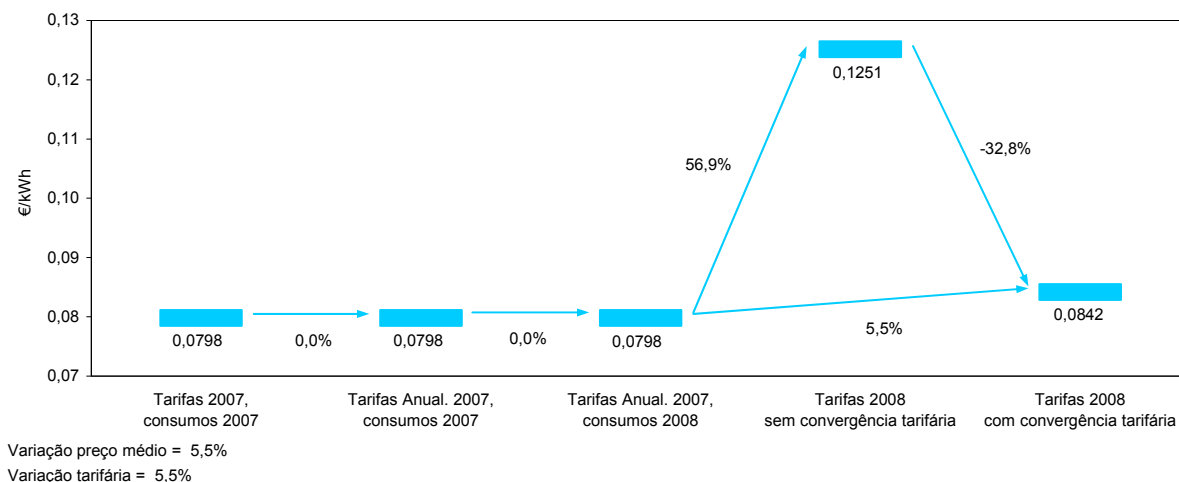


Variação preço médio = 7,2%
Variação tarifária = 5,9%

Figura 8-58 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN s/ IP ($\leq 20,7$ kVA) na RAM



Variação preço médio = 6,2%
Variação tarifária = 5,8%

Figura 8-59 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em IP na RAM

8.5.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM ENTRE 1990 E 2008

A Figura 8-60 e a Figura 8-61 apresentam a evolução tarifária observada nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no período compreendido entre 1990 e 2008, em termos globais e por nível de tensão, tendo-se desagregado a BT em BTE e BTN (incluindo IP).

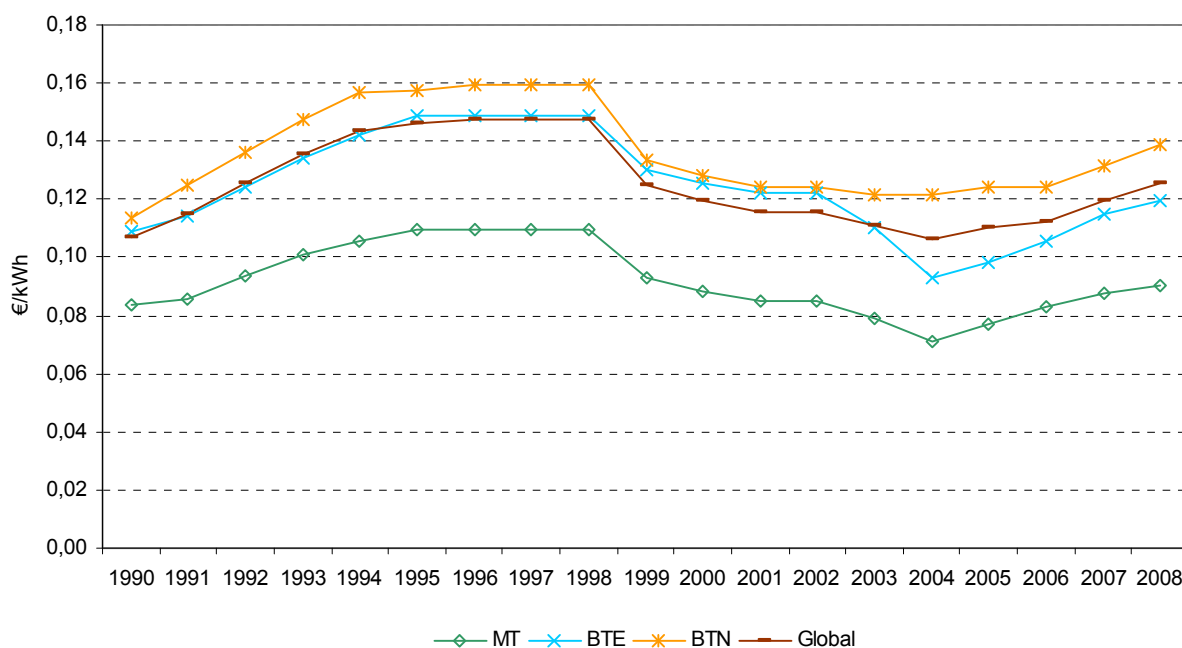
Os preços médios apresentados foram calculados com base na estrutura de fornecimentos de 2008, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. É importante ter em conta que estes preços não constituem os preços médios efectivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respectivo ano em cada nível de tensão.

Até 1995 verifica-se uma tendência de subida no preço médio de todos os níveis de tensão, em termos nominais. Entre 1999 e 2001 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 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 2008, o preço médio global sofreu acréscimos médios anuais de 0,9%, com a BTN a registar os maiores acréscimos médios anuais e BTE e MT acréscimos médios anuais mais moderados (1,1%, 0,5% e 0,4%, respectivamente), a preços correntes.

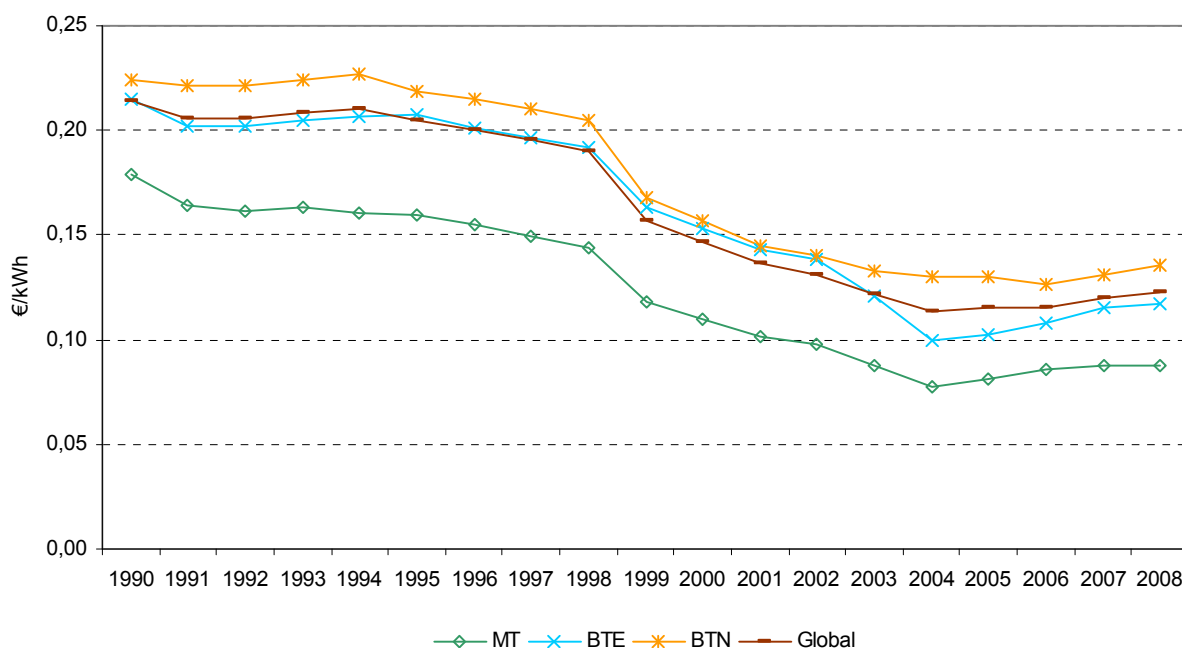
Figura 8-60 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM por nível de tensão (preços correntes)



A preços constantes (Figura 8-61), entre 1990 e 2008, o preço médio global decresceu a uma taxa média anual de 3,0%, sendo o valor de 2008 cerca de 58% do valor verificado em 1990.

Os preços médios de MT, em 2008, encontram-se 49% abaixo dos verificados em 1990. Em BTE e BTN, os preços médios em 2008 são cerca de 54% e 61% dos respectivos preços médios verificados em 1990.

Figura 8-61 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM por nível de tensão (preços constantes de 2007)



No quadro seguinte apresenta-se ainda a evolução das Tarifas de Venda a Clientes Finais na RAM, desde 2002. Os valores apresentados incluem a aplicação dos ajustamentos trimestrais em MT.

Quadro 8-11 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, por nível de tensão

Tarifas		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Variação 2008/2002
MT	real	100	90	79	83	88	90	90	-10%
	nominal	100	93	83	90	98	103	106	6%
BTE	real	100	87	72	74	78	83	84	-16%
	nominal	100	90	76	80	86	94	98	-2%
BTN	real	100	95	93	93	90	94	97	-3%
	nominal	100	98	98	100	100	106	112	12%

8.6 ANÁLISE DA CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA

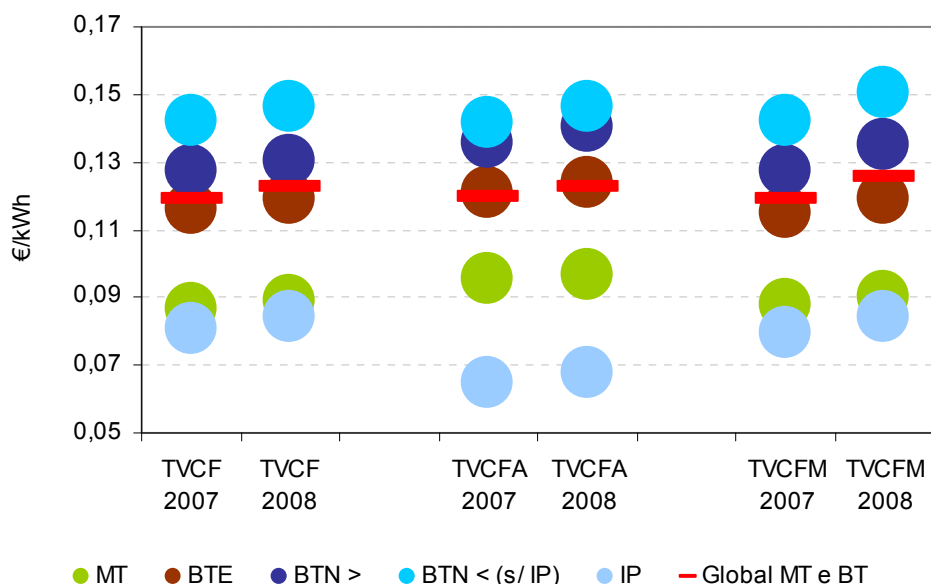
Na Figura 8-62 apresentam-se os preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da RAA e da RAM de 2007 e de 2008. Estes preços médios são calculados com a respectiva estrutura de consumos prevista para 2008. Assim, a evolução entre 2007 e 2008 corresponde à variação tarifária 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 2007 e 2008 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 8-63 e seguintes.

Figura 8-62 - Preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da RAA e da RAM, em 2007 e 2008

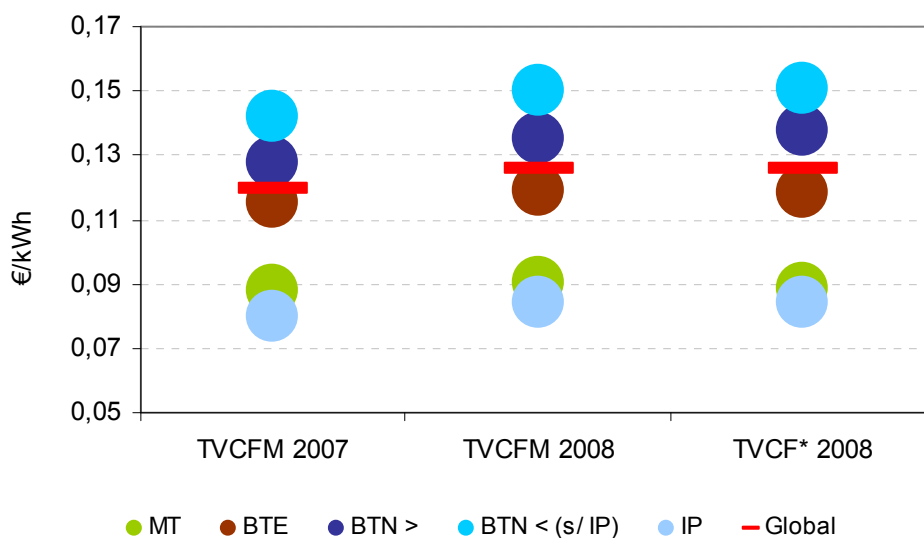


Notas: BTN> significa fornecimentos em BTN para potências contratadas superiores a 20,7kVA em Portugal continental e na RAM e 17,25kVA na RAA.

BTN< significa fornecimentos em BTN para potências contratadas até a 20,7kVA no em Portugal continental e na RAM e 17,25kVA na RAA.

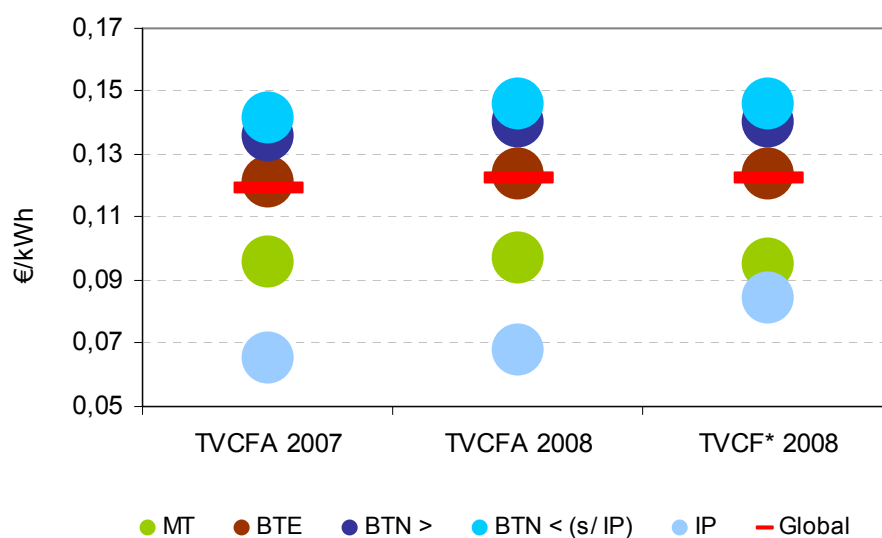
Na Figura 8-63 e na Figura 8-64 apresentam-se os preços médios por tipo de fornecimento na RAA e na RAM, assim como os correspondentes preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental corrigidos da estrutura de consumos. No cálculo destes preços médios consideram-se as quantidades fornecidas em cada Região Autónoma.

Figura 8-63 - Preços médios por tipo de fornecimento da RAA e preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental corrigidos da respectiva estrutura de consumos



Legenda: TVCFA - preço médio na RAA; TVCF* - preço médio na RAA resultante da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental aos fornecimentos na RAA.

Figura 8-64 - Preços médios por tipo de fornecimento da RAM e preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental corrigidos da respectiva estrutura de consumos



Legenda: TVCFM - preço médio na RAM; TVCF* - preço médio na RAM resultante da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental aos fornecimentos na RAM.

No Quadro 8-12 e na Figura 8-65 apresentam-se os preços médios por tipo de fornecimento na RAA e na RAM, em percentagem dos correspondentes preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental corrigidos da estrutura de consumos.

Quadro 8-12 - Preços médios na RAA e na RAM por tipo de fornecimento em 2008, em percentagem dos preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, corrigidos da estrutura de consumos

Tipo de fornecimento	TVCFA/TVCF	TVCFM/TVCF
MT	102	102
BT	99	100
BTE	100	100
BTN >	100	98
BTN < (s/ IP)	100	100
IP	80	100
Global MT e BT	100	100

Notas: BTN> significa fornecimentos em BTN para potências contratadas superiores a 20,7kVA em Portugal continental e na RAM e 17,25kVA na RAA.

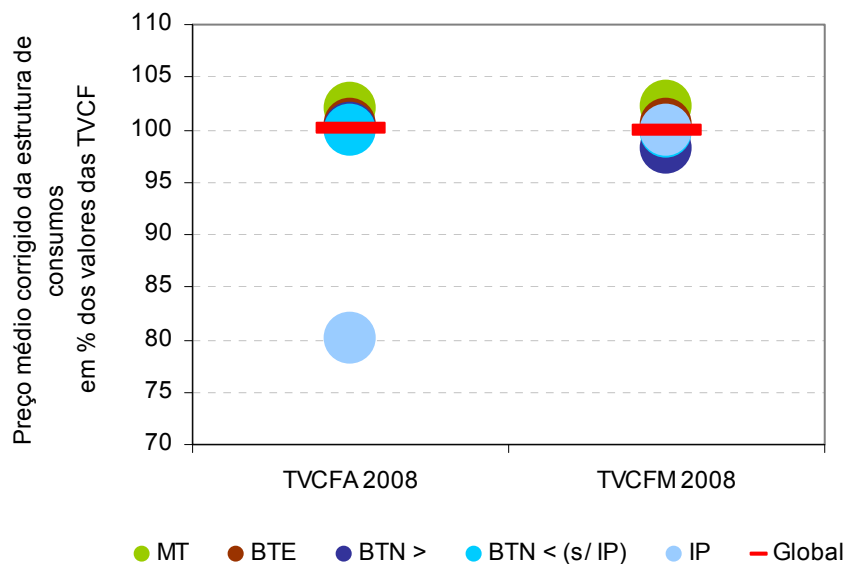
BTN< significa fornecimentos em BTN para potências contratadas até 20,7kVA em Portugal continental e na RAM e 17,25kVA na RAA.

A distância entre os preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais na RAM e em Portugal continental reduziu-se em 2008. Nota-se que, para efeitos da aferição desta convergência, os preços médios nas regiões autónomas são comparados com o preço médio obtido mediante a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental aos fornecimentos na RAA e na RAM, respectivamente.

Observa-se que o preço médio global na RAA e na RAM são idênticos ao preço médio no Continente.

Na RAA a opção tarifária aplicável aos fornecimentos de iluminação pública encontra-se actualmente bastante abaixo do preço médio dos fornecimentos homólogos no Continente.

Figura 8-65 - Preços médios na RAA e na RAM por tipo de fornecimento em 2008, em percentagem dos preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, corrigidos da estrutura de consumos



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 20,7kVA em Portugal continental e na RAM e 17,25kVA na RAA.

8.7 CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL EM 2008

No Quadro 8-13 apresentam-se os valores dos custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas a vigorar em 2008, a saber:

- 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 dos Municípios.
- Custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de energia eléctrica.
- Custos com o Plano de Promoção do Desempenho Ambiental.
- Custos com a remuneração dos terrenos afectos ao domínio público hídrico.
- Custos com as sociedades OMIP, S.A. e OMI Clear, S.A.
- Custos com a Autoridade da Concorrência (AdC).
- Custos com a ERSE.

- Custos com a convergência tarifária da RAA.
- Custos com a convergência tarifária da RAA referentes aos anos de 2006 e de 2007.
- Custos com a convergência tarifária da RAM.
- Custos com a convergência tarifária da RAM referentes aos anos de 2006 e de 2007.
- Sobrecusto do Agente comercial.
- Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual.
- Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006.
- Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BTN em 2007.

Os custos com a convergência tarifária das regiões autónomas que não foram incluídos nos proveitos a recuperar pela tarifa de UGS em 2006 e em 2007, serão incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema, em prestações constantes ao longo de um período de 10 anos, a partir de 2008, de acordo com o Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro.

Os défices tarifários associados à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006 e de BTN em 2007 serão incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema, em prestações constantes ao longo de um período de 10 anos, a partir de 2008, de acordo com o Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro.

Os custos apresentados, com excepção dos custos das Rendas dos Municípios e dos custos com o Plano de Promoção do Desempenho Ambiental, encontram-se integrados na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, relativa aos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral e aos Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC). Estes custos são pagos por todos os consumidores 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 dos Municípios são pagos pelos consumidores 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 das Redes de Transporte e de Distribuição.

No quadro seguinte apresentam-se os custos de interesse económico geral internalizados nas tarifas de energia eléctrica para 2008 e a variação face a 2007. Em 2007 não foram incorporados os custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas (em virtude da aplicação do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro, representando 72 878 milhares de euros, na RAA, e 48 210 milhares de euros, na RAM.

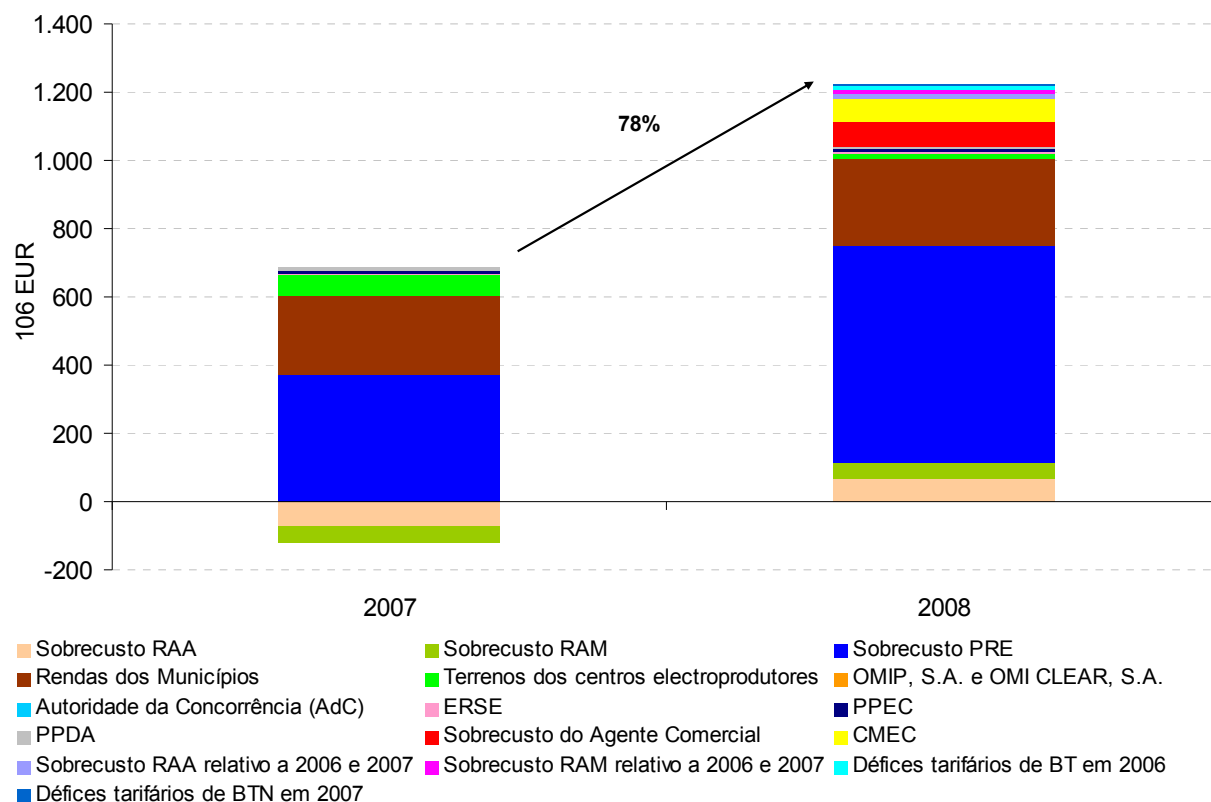
Quadro 8-13 - Custos de interesse económico geralUnidade: 10³ EUR

Custos de interesse económico geral	2007	2008	Variação 2008/2007
Sobrecusto RAA	*(72 878); 0	68 888	*(-5,5%); -
Sobrecusto RAM	*(48 210); 0	42 581	*(-11,7%); -
Sobrecusto PRE	371 363	640 491	72,5%
Rendas dos Municípios	233 608	254 757	9,1%
Terrenos dos centros electroprodutores	56 232	11 170	-80,1%
OMIP, S.A. e OMI CLEAR, S.A.	2 145	1 487	-30,7%
Autoridade da Concorrência (AdC)	328	393	19,9%
ERSE	5 655	6 265	10,8%
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo	10 000	10 000	0,0%
Plano de Promoção do Desempenho Ambiental	9 201	5 148	-44,0%
Sobrecusto do Agente Comercial	0	69 638	-
Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual	0	69 341	-
Sobrecusto RAA relativo a 2006 e 2007	0	14 348	-
Sobrecusto RAM relativo a 2006 e 2007	0	7 995	-
Défices tarifários de BT em 2006	0	16 469	-
Défices tarifários de BTN em 2007	0	6 251	-
Total	688 533	1 225 222	77,9%

Nota: Entre parêntesis apresentam-se os custos com a convergência tarifária não incorporados nas tarifas de 2007

Verifica-se que os custos de interesse económico geral registam um aumento muito acentuado 77,9%, situação que se tem verificado nos últimos anos.

Na Figura 8-66 ilustra-se a evolução dos valores apresentados no quadro anterior, onde se destaca o crescimento acentuado do sobrecusto da produção em regime especial (72,5% face ao valor previsto no ano anterior).

Figura 8-66 - Evolução dos custos de interesse económico geral de 2007 para 2008

No Quadro 8-14 apresentam-se os preços médios a pagar pelos consumidores relativos aos custos de interesse económico geral. Apresenta-se também o peso destes preços face ao preço médio pago pelos consumidores do comercializador de último recurso por nível de tensão.

Quadro 8-14 - Preço médio por nível de tensão decorrente dos custos de interesse económico geral

Custos de Interesse Económico Geral		Nível de tensão e tipo de fornecimento										
		MAT	AT	MT	BT	BTE	BTN	BTN >2,3kVA	BTN <=2,3kVA	BTN s/ IP	IP	TOTAL
Rendas municípios	€/MWh	-	-	-	9,99	8,37	10,26	10,25	11,35	10,80	3,34	5,29
	% TVCF	-	-	-	7,3%	7,0%	7,3%	7,3%	7,5%	7,5%	4,0%	4,8%
Promoção do Desempenho Ambiental	€/MWh	0,01	0,02	0,07	0,16	0,15	0,16	0,16	0,17	0,17	0,06	0,11
	% TVCF	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Sobrecusto PRE-FER	€/MWh	0,00	0,00	0,09	13,76	0,56	15,96	16,19	0,00	15,96	16,05	7,31
	% TVCF	0,0%	0,0%	0,1%	10,0%	0,5%	11,4%	11,6%	0,0%	11,0%	19,1%	6,6%
Sobrecusto PRE-#FER	€/MWh	5,53	5,61	5,83	6,19	6,21	6,19	6,19	6,19	6,19	6,13	5,98
	% TVCF	10,6%	9,3%	6,5%	4,5%	5,2%	4,4%	4,4%	4,1%	4,3%	7,3%	5,4%
Sobrecusto RAA	€/MWh	1,32	1,34	1,39	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,47	1,43
	% TVCF	2,5%	2,2%	1,6%	1,1%	1,2%	1,1%	1,1%	1,0%	1,0%	1,7%	1,3%
Sobrecusto RAM	€/MWh	0,82	0,83	0,86	0,91	0,92	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,88
	% TVCF	1,6%	1,4%	1,0%	0,7%	0,8%	0,7%	0,7%	0,6%	0,6%	1,1%	0,8%
Sobrecusto do Agente Comercial	€/MWh	1,33	1,35	1,41	1,50	1,50	1,49	1,49	1,50	1,50	1,48	1,45
	% TVCF	2,6%	2,3%	1,6%	1,1%	1,3%	1,1%	1,1%	1,0%	1,0%	1,8%	1,3%
Plano Promoção Eficiência Eficiência no Consumo	€/MWh	0,19	0,19	0,20	0,21	0,22	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
	% TVCF	0,4%	0,3%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,1%	0,1%	0,3%	0,2%
Terrenos	€/MWh	0,21	0,22	0,23	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,23
	% TVCF	0,4%	0,4%	0,3%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,3%	0,2%
OMIP	€/MWh	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
	% TVCF	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
AdC	€/MWh	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	% TVCF	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
ERSE	€/MWh	0,12	0,12	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
	% TVCF	0,2%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,2%	0,1%
Sobrecusto RAA relativo a 2006 e 2007	€/MWh	0,27	0,28	0,29	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,30
	% TVCF	0,5%	0,5%	0,3%	0,2%	0,3%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,4%	0,3%
Sobrecusto RAM relativo a 2006 e 2007	€/MWh	0,15	0,16	0,16	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
	% TVCF	0,3%	0,3%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,2%	0,1%
Défices tarifários de BT em 2006	€/MWh	0,00	0,00	0,00	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,64	0,34
	% TVCF	0,0%	0,0%	0,0%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,4%	0,4%	0,8%	0,3%
Défices tarifários de BTN em 2007	€/MWh	0,00	0,00	0,00	0,25	0,00	0,29	0,29	0,29	0,29	0,28	0,13
	% TVCF	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,0%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,3%	0,1%
CMEC	€/MWh	0,34	0,31	0,58	2,28	0,83	2,53	2,52	2,96	2,70	0,27	1,44
	% TVCF	0,7%	0,5%	0,6%	1,7%	0,7%	1,8%	1,8%	1,9%	1,9%	0,3%	1,3%
Total 2008	€/MWh	10,33	10,47	11,28	38,27	21,76	41,03	41,23	26,61	41,75	31,74	25,43
	% TVCF	19,8%	17,4%	12,7%	27,8%	18,2%	29,3%	29,5%	17,5%	28,9%	37,7%	22,9%

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	Coast 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
WAN	Wide Area Network

ANEXO II
DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

- Ajustamentos referentes a 2006 e 2007 a repercutir nas tarifas de 2008
- Caracterização da procura de energia eléctrica em 2008
- Análise do desempenho e das previsões das empresas reguladas
- Estrutura tarifária em 2008
- Breve caracterização dos investimentos nas Redes de Transporte e Distribuição de Energia Eléctrica

ANEXO III

**PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A
ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2008”**

Ana Oliveira

De: Maria Cristina Portugal [mcportugal@sgpa.pt]

Enviado: quinta-feira, 15 de Novembro de 2007 19:25

Para: Alfredo Rocha; Armindo Vieira Santos; Artur Trindade; Carlos Ferreira Botelho; Delfim Loureiro ; Eduardo Quinta Nova; Fernando Manuel Rodrigues Ferreira; Maria Joana M. M. Pinto Simões; Maria Manuela P. N. Coelho Moniz; Patricia Gomes; Victor Machado; Vitor Vieira

Assunto: Parecer

Anexos: Parecer CT 15 Nov 07.pdf

Exmos. Senhores,

Junto envio o parecer digitalizado. Entretanto chamou a atenção, o Sr. Engº Victor Vieira que na 3ª linha ponto I/B 1. do Parecer do Conselho Tarifário, onde está 446 240 milhares de euros, deverá ler-se 466 240 milhares de euros. É esse aliás o valor que consta na carta da ERSE, para o qual o próprio parecer remete pelo que é lapso manifesto.

Com os melhores cumprimentos

Maria Cristina Portugal
Presidente do Conselho Tarifário
da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos-ERSE
E-mail: mcportugal@sgpa.pt

Rua Nova da Trindade, 1 - 5º S ● P-1200-301 Lisboa
tel.: + 351 21 321 99 00 ● fax: + 351 21 342 9787

NOTA DE CONFIDENCIALIDADE (CONFIDENTIALITY NOTICE)

A informação contida neste email é confidencial e para uso exclusivo do destinatário indicado. Caso não seja o destinatário, por favor informe-nos imediatamente. A informação contida neste email não deve em caso algum ser revelada a terceiros. *The information in this email is confidential and is intended only for the use of the named recipient. If you are not the intended recipient please notify us immediately. You should not disclose the contents to any other person.*



Parecer sobre

“Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2008”

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 2008*”⁵, os estudos complementares e a documentação de suporte, cabendo ao CT e emitir parecer até 15 de Novembro do corrente ano.

No decurso da análise e discussão pelo Conselho Tarifário, foram distribuídos e apreciados os seguintes documentos complementares:

a) apresentados pela EEM:

- Escritura de Constituição da Associação IPM-Iluminação Pública da Madeira, em 6 de Setembro de 2006;
- Acta da 1ª reunião da Assembleia Intermunicipal da IPM, em 30 de Novembro de 2006;
- Decreto Legislativo Regional n.º 2/2007/M publicado no *Diário da República, 1.ª série—N.º 5—8 de Janeiro de 2007* que regula a transferência da atribuição relativa à iluminação pública rural e urbana para os municípios da Região Autónoma da Madeira e o respectivo financiamento;

b) apresentados pela ERSE:

Carta do Presidente do Conselho de Administração da ERSE⁶ contendo anexo:
(Projecto de) Despacho Ministerial – Ministério da Economia e Inovação – de 12 de Outubro 2007;
Carta da REN endereçada à ERSE, ref.ª CA 294/2007, de 17 de Outubro 2007;
Parecer jurídico do Prof. Doutor Diogo Leite de Campos.

c) apresentados pela REN:

- Documento intitulado “Custo dos dois CAE não cessados”.

1 Conf. artigo 45º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril.

2 Conf. 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-Tecnicos/2007/427/CV/ao, de 15 de Outubro.

5 Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por “documento” ou “proposta”.

6 Ref.E-CA/2007/147/VS/pp de 12 de Novembro.



Posto o que, a Secção do Sector Eléctrico do Conselho Tarifário⁷ emite o seguinte parecer:

**“ PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA
E OUTROS SERVIÇOS EM 2008 “**

**I
GENERALIDADE**

1. A proposta tarifária que é agora apreciada pelo Conselho Tarifário é a última proposta que terá em consideração os parâmetros fixados para o triénio regulatório 2006-2008.
2. A presente proposta tarifária enferma de algumas imprecisões e da não actualização de gráficos relativamente ao documento da revisão extraordinária de tarifas para o último quadrimestre do corrente ano, os quais se considera conveniente corrigir no documento final.
3. O CT detecta, também, alguns aspectos omissos que, entende, deverem ser mencionados, na medida do possível, no documento final (v.g. custos de implementação da telecontagem, cuja conclusão do processo depende de acordo no âmbito do MIBEL; os sobrecustos inerentes à micro-produção, cujo diploma foi publicado já após a entrega da proposta ao CT; interruptibilidade).
4. Igualmente, o CT considera desejável que, futuramente, a proposta da ERSE inclua os indicadores económico financeiros que retratem a situação financeira real das empresas reguladas, bem como o impacto da proposta nos resultados previsionais dessas empresas.

I/A – OPTIMIZAÇÃO DAS PREVISÕES / ADEÇÃO CUSTOS E PREÇOS

1. O CT defende o princípio da máxima adesão entre custos e preços e consequentemente, pugna pela adopção das melhores previsões possíveis - normalmente as mais recentes - e pela redução de encargos financeiros resultantes de desvios tarifários oriundos do desfasamento entre a previsão e a realização.



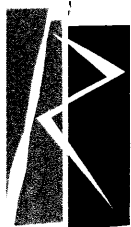
2. O início de funcionamento do MIBEL em 1 de Julho de 2007, veio evidenciar a necessidade de seguir uma prática de actualização e de ajustamentos mais consentânea com esta realidade obviando, por um lado, a que a fixação final das tarifas se afaste da proposta apresentada ao Conselho e, por outro, a que se gerem desvios tarifários a recuperar mais tarde, com juros.
3. O CT retoma, por isso, uma sua anterior recomendação no sentido de possibilitar às empresas reguladas a actualização de pressupostos ou ajustamentos relevantes numa data mais próxima da apresentação da proposta.
4. Na sequência e concretização do defendido nos pontos anteriores, o CT recomenda ainda, à semelhança do que já propôs no Parecer de 9 de Janeiro de 2007, que a ERSE verifique, designadamente à luz do Decreto Lei nº 240/2004, a oportunidade de introduzir um mecanismo de revisão trimestral das tarifas.
5. Assim, o CT recomenda a reanálise dos pressupostos da proposta tarifária, tendo em atenção a actual realidade dos mercados, designadamente do mercado de combustíveis.

I/B – AMORTIZAÇÃO DO DÉFICE

1. A amortização integral do valor do défice tarifário em dívida à REN no final de 2007, no montante de 389 431 milhares de Euros (valor constante da proposta e entretanto rectificado para 446 240 milhares de Euros pela carta da ERSE já referida), constitui um elemento de extrema relevância no processo de fixação de tarifas e preços para a energia eléctrica em 2008.
2. Sem prejuízo da óbvia necessidade de materialização atempada em suporte legal a publicar, esta decisão governamental irá permitir diminuir o défice tarifário criado desde 2006 bem como desonerar um volume não negligenciável de juros associados ao serviço da dívida. O CT congratula-se, pois, por este alívio nos custos do sistema eléctrico nacional em conformidade com o disposto no artigo 92º do Decreto-Lei nº 226-A/2007, de 31 de Maio.
3. Contudo, o CT alerta para que o sistema continua deficitário⁽⁸⁾ e que a conjuntura para os próximos anos, com evidente e generalizada pressão sobre os custos⁽⁹⁾, contribui para expectáveis dificuldades na contenção das variações das tarifas de venda aos clientes finais, situação sempre desfavorável, quer para os consumidores em particular, quer para a economia nacional em geral.
4. O CT considera que o remanescente do valor determinado pelo Despacho 16982/2007, de 2 de Agosto, relativo ao equilíbrio económico-financeiro pago

⁸ Saldo em dívida de mais de 350 milhões de Euros em 2007 (cf. pág 10 do documento da ERSE)

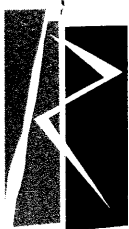
⁹ Custos de vários níveis e ordem: custos de produção do sistema, endógenos e exógenos, ambientais mas também financeiros (financiamento e juros).



pelos titulares dos centros hidroeléctricos deve reverter a favor do sector eléctrico, e em particular dos consumidores através da extinção do défice tarifário.

I/C – QUESTÕES PRÉVIAS À FIXAÇÃO DE PARÂMETROS PARA O PRÓXIMO PERÍODO REGULATÓRIO (2009-2011)

1. Considerando que um dos aspectos essenciais da regulação, quer para as empresas reguladas quer para os consumidores, é a estabilidade e previsibilidade da mesma e que, pese embora ainda não concluído, o balanço do triénio regulatório 2006-2008 - caracterizado por uma enorme produção legislativa e regulamentar; pela evidenciação dum elevado défice tarifário; por intervenção política com efeitos directos na tarifas -, não tem sido o desejável, o CT entende pertinente salientar o seguinte:
2. Por forma a não comprometer a estabilidade do próximo período regulatório, com prejuízo para as empresas reguladas e para os consumidores e com vista a corrigir omissões e deficiências para as quais este Conselho tem vindo a alertar nos seus pareceres, há aspectos de grande importância cuja definição deve ocorrer previamente à fixação de novos parâmetros de regulação
3. Assim, o CT destaca ser indispensável que, o mais tardar até ao final do primeiro semestre de 2008, seja alterada e publicada a seguinte legislação e regulamentação:
 - a) revisão da lei orgânica da ERSE e subsequente recomposição do CT decorrente da nova organização do sector eléctrico;
 - b) revisão da fórmula de cálculo das rendas de concessão de BT pagas aos municípios, ao abrigo do previsto no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, alterando-se a situação actual de manutenção de um cálculo baseado na Portaria n.º 437/2001, de 28 de Abril, garantindo a sua não indexação aos consumos.
 - c) transposição da directiva comunitária 2004/8/CEE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de Fevereiro, relativa à cogeração, cujo prazo de transposição terminou a 21 de Fevereiro de 2006;
 - d) sub-regulamentação da micro-produção prevista no Decreto Lei n.º 363/2007, de 2 de Novembro;
 - e) concretização plena do estabelecido no acordo relativo ao MIBEL, assinado a 8 de Março de 2007, nomeadamente quanto à interruptibilidade, tarifas de acesso, telecontagem e garantia de potência.



- f) revisão dos regulamentos da ERSE, mormente o Tarifário;
4. O CT lembra também que, nos últimos anos tem solicitado à ERSE a elaboração de alguns estudos ou diligências complementares sobre matérias recorrentemente objecto de discussão neste Conselho, cuja necessidade se torna evidente e premente aquando da discussão de parâmetros regulatórios.
5. Assim, o CT considera desejável que tais estudos, parte deles já iniciados, sejam atempadamente concluídos e enviados ao Conselho, na medida em que se entende fundamental que, dentro de um ano, quando se iniciar a discussão dos parâmetros regulatórios 2009-2011 e das tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços em 2009, este deve estar munido, nomeadamente, dos seguintes elementos:
- b) estudo do impacte nas tarifas resultante da legislação aplicável à microprodução, conforme o recém publicado Decreto Lei nº 363/2007, de 2 de Novembro (v.g. sobre custo energia e custos de investimento previstos no art. 21º);
 - c) estudo sobre os custos das actividades reguladas de comercialização de energia eléctrica;
 - d) estudo sobre o preço de referência do fuelóleo na Região Autónoma dos Açores;
 - e) estudo comparativo, na UE15, sobre o sistema de preços aplicáveis aos produtores em regime especial (PRE);
 - f) estudo do impacte nas tarifas da implementação da telecontagem.
6. Finalmente, à semelhança do ocorrido aquando da última fixação de parâmetros, o CT gostaria que, até ao final do primeiro semestre de 2008, lhe fosse apresentado pela ERSE a metodologia, bem como a determinação do custo de capital, a adoptar no próximo período regulatório (cf. ponto M) Parecer do CT de 15 de Novembro de 2005).

[Handwritten signatures and initials on the right margin:]
J. G. ...
L. ...
P. ...
M. ...
H. L.
P. ...
R. ...
N. ...
U. ...



II ESPECIALIDADE

II/A - CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL (CIEG)

1. O CT tem vindo reiteradamente a manifestar a sua preocupação com o avolumar dos denominados *custos de interesse económico geral* que são repercutidos nas tarifas a pagar pelos consumidores de energia eléctrica.¹⁰
2. O CT tem igualmente sugerido à ERSE que use o seu magistério de competências de forma a que a legislação contemple medidas concretas tendentes à diminuição dos CIEG, constatando-se que, à excepção da Portaria n.º 481/2007, de 19 de Abril, recentemente publicada, não foi desenvolvida legislação no sentido de controlar os custos mais relevantes dos CIEG.
3. O CT verifica que a instabilidade permanente dos CIEG – sem definição clara quanto ao conceito –, com a inclusão de novos custos, não permite a efectiva comparação da sua evolução anual.
4. Igualmente, verifica-se que alguns dos custos apresentados como novos CIEG's já se encontravam internalizados no sistema tarifário com outras designações (v.g. CMEC, Sobrecusto do Agente Comercial, défice tarifário).
5. Pelo que, o CT recomenda à ERSE a redefinição dos CIEG excluindo da mesma os exemplos constantes no ponto que antecede e proceda às devidas alterações ao capítulo referente a este tema.
6. Finalmente, por razões de transparência e de plena informação do consumidor, o CT reitera a sugestão de que os comercializadores explicitem, pelo menos uma vez por ano, após a fixação de tarifas, o montante de CIEG incluído na factura ou uma simulação.

II/B TAXA DE OCUPAÇÃO DO DOMÍNIO PÚBLICO MUNICIPAL NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA (RAM)

1. A ERSE incluiu na proposta de tarifas e preços para 2008, como custo aceite da EEM, um montante que, só nesse ano, ascende a 6,9 milhões de Euros relativo a direitos de passagem devidos pela empresa regulada aos municípios da Madeira, valor que representa 0,56% do total dos CIEG incluídos na proposta e aproximadamente 0,13% do total das tarifas de venda a clientes finais.

¹⁰

cf. Pareceres emitidos desde 2003 e publicados no sítio da ERSE.



2. A taxa de ocupação do domínio público municipal na Região Autónoma da Madeira foi criada, com efeitos retroactivos a 1 de Janeiro de 2006, pelo Decreto Legislativo Regional nº 2/2007/M, de 8 de Janeiro, que transferiu para os municípios daquela Região Autónoma a *“obrigação de prover iluminação pública rural e urbana e, nomeadamente, a obrigação de suportar os encargos inerentes a essa atribuição.”*.
3. À espera daquele diploma legal, foi entretanto criada por todos os Municípios da RAM a IPM-Iluminação Pública da Madeira, Associação de Municípios para fins específicos¹¹, que logo deliberou, em Assembleia Geral de Novembro de 2006, que o montante a pagar pela EEM pelos direitos de passagem resultará da aplicação duma taxa única anual de 7,5%, ao valor das vendas em baixa tensão, com evolução estimada directamente indexada à variação de preços e quantidades consumidas em baixa tensão.
4. Ao serem internalizados nas tarifas, tais custos serão maioritariamente suportados pelos consumidores do Continente que, desta forma, por via da convergência tarifária com aquela Região Autónoma, acabarão por ser os principais pagadores da taxa criada pelo Governo da Região Autónoma da Madeira.
5. Ora, o Decreto-Lei nº 69/2002, de 25 de Março, quando estendeu às Regiões Autónomas a competência regulatória da ERSE, fê-lo para partilha dos benefícios da convergência dos sistemas eléctricos nacionais, ao abrigo dos princípios da cooperação e da solidariedade do Estado, contribuir para a correcção das desigualdades das Regiões Autónomas resultantes da insularidade e do seu carácter ultra-periférico.
6. O referido diploma legal, contudo, não define nem exemplifica o que devem ser considerados sobrecustos de convergência a pagar pelos consumidores do Continente.
7. O CT entende que a nova taxa criada pelo Decreto Legislativo Regional nº 2/2007/M, de 8 de Janeiro de 2007, com efeitos retroactivos a 1 de Janeiro de 2006, não decorre nem da insularidade, nem do carácter ultra-periférico da Região Autónoma da Madeira, pelo que não deverá avolumar os sobrecustos de convergência já suportados pelos consumidores do Continente através da tarifa.
8. Sem colocar em causa, nesta sede, o direito da EEM ser ressarcida do custo em que incorrerá, o CT considera que a taxa de ocupação do domínio público municipal na Região Autónoma da Madeira, a ser explicitada de forma autónoma na factura, deve ser exclusivamente suportado pelos consumidores dessa Região.

11

Em cujo objecto consta, entre outros:

“a) Assegurar o provimento de iluminação pública rural e urbana a todos os municípios associados, assumindo todos os encargos inerentes a esse objectivo, incluindo os encargos inerentes à iluminação pública rural e urbana das vias de comunicação (rede de estradas regionais complementares) não concessionadas, bem como assegurar a constante regularização das dívidas de iluminação pública de cada município associado;” e

“e) Representar os municípios perante a empresa prestadora do serviço público de transporte e distribuição de energia eléctrica na Região Autónoma da Madeira em matéria de regularização das dívidas de consumo próprio de energia de cada município, nos termos a definir em deliberação da Assembleia Intermunicipal; A Associação poderá, nomeadamente, efectuar o pagamento dessas dívidas em representação dos municípios com as verbas que lhe sejam destinadas, para esse efeito, pelos municípios;” (cf. art. 3º dos Estatutos)



9. O CT destaca que a criação desta taxa, não se traduz numa operação de neutralidade financeira, mas sim num financiamento aos Municípios da RAM, por todos os consumidores, e em particular pelos consumidores do continente, em resultado do diferencial entre as taxas recebidas e os encargos de consumo de IP.
10. O CT sugere que a ERSE sensibilize as entidades competentes em matéria de fixação de novas taxas que possam recair sobre o sector eléctrico, sobre a necessidade de estabelecer um diálogo com o regulador quanto a medidas com impacto nas tarifas e preços da energia eléctrica, devendo tais taxas serem explicitadas de forma autónoma na factura e não internalizadas nas tarifas, em benefício da transparência.

II/D - FUELÓLEO NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES (RAA)

1. O preço dos combustíveis na Região Autónoma dos Açores constitui matéria sobre a qual o CT se tem pronunciado frequentemente.
2. O Regulamento Tarifário de Agosto de 2005, impôs às Regiões Autónomas uma aproximação faseada (seis anos) ao preço do fuelóleo para a EDP na Central de Setúbal e passou a incorporar como critério de aceitação dos custos previsionais com fuelóleo para a EDA aquele que é praticado naquela central¹².
3. O CT constata:
 - como lugar paralelo, que o preço de combustíveis praticado na Região Autónoma da Madeira em 2006, aceite pela ERSE, sendo embora o resultado dum concurso público internacional – contrariamente à fixação do preço do fuelóleo na RAA que obedece a um quadro de legislação próprio¹³ –, excede os valores de referência de Setúbal, aplicados à RAA.¹⁴
 - que no concerne aos custos aceites com o fuelóleo da EDA no ano 2006, a ERSE na presente proposta, determinou-os em função da metodologia prevista no RT, considerando como referência o valor realizado em Setúbal naquele ano e os custos incorridos pela EDA, no ano de 2005.
 - que a utilização do mecanismo previsto no RT conduz à consideração de um preço do fuelóleo para a EDA no ano de 2006, inferior em 31,8 euros/tonelada

¹² Reconhecendo embora a ERSE que "O custo unitário do fuelóleo consumido é mais elevado nas centrais da EDA do que na central de Setúbal. Esta circunstância deve-se ao facto da aquisição de fuelóleo para as centrais da EDA se efectuar em quantidades mais pequenas do que para a central de Setúbal ..." cf. Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2006 e Parâmetros para o período de Regulação 2006-2008", Dezembro 2005, pág. 233.

¹³ Decreto Legislativo Regional n.º 6/91/A, de 8 de Março, Portaria n.º 13/2002, de 7 de Fevereiro, Resolução n.º 186-B/2002, de 19 de Dezembro.

¹⁴ A aplicação da fórmula 58 do Regulamento Tarifário, resulta na consideração para a EDA (São Miguel) de um custo do fuel 380 muito inferior ao aceite para a EEM (Madeira/Funchal), isto é, 256,7 €/ton contra 298,4 €/ton (páginas 96 e 203 do documento "Ajustamentos Referentes a 2006 e 2007 a Repercutir nas Tarifas de 2008").;



(237,7 €/ton – 269,5 €/ton) ao conseguido pela EDP, para o mesmo ano, para a sua Central de Setúbal.

4. O CT considera que a rápida evolução do preço de combustíveis nos mercados internacionais é incompatível com processos de aceitação de custos, fundamentados num desfazamento temporal de um ano, relativamente aos custos reais incorridos pelas empresas.
5. Face ao que, entende o CT que a ERSE, deverá:
 - a) concluir a realização de um estudo económico comparativo sobre os combustíveis nas Regiões Autónomas e no Continente, que possibilite o conhecimento das respectivas especificidades e permita a determinação de um custo fundamentado em padrões de referência internacionalmente aceites e reconhecidos, quer para o fuelóleo, quer para o custo do transporte e armazenagem ajustados àquela região;
 - b) ponderar futuramente as soluções mais adequadas ao processo de aceitação de custos com o fuelóleo na RAA, atendendo quer à evolução dos preços do mercado de combustíveis, quer às especificidades no abastecimento àquela Região.

II/E - SERVIÇOS DE SISTEMA

1. No que respeita aos Serviços de Sistema (SS), o CT constata existir incoerência entre o estabelecido no Regulamento Tarifário, sobre o qual o CT emitiu Parecer, e o Manual de Procedimentos do Acerto de Contas, a qual tem provocado alterações ou omissões nos textos de suporte das últimas propostas tarifárias submetidas a Parecer deste CT. Assim:
 - a) no documento final das tarifas de 2007 (designadamente nas páginas 104, 168 e 284), está identificado um valor estimado dos SS para 2007 de 105 536 milhares de euros, e menciona-se que este montante está reflectido na UGS incluída na tarifa de venda da REN.
 - b) na proposta tarifária de Setembro a Dezembro de 2007 refere-se:
 - a. nas páginas 9 e 45 que a tarifa UGS do ORT recupera os proveitos da GGS que incluem os custos da gestão do sistema e da contratação de serviços de sistema.
 - b. na página 54 que o RT aprovado em Junho de 2007, de acordo com legislação recente introduzia alterações nos preços da UGS. Acrescenta ainda que a parcela I da UGS está associada aos custos com a gestão do sistema, dos quais os SS representam uma parcela significativa.



- c. É mencionado ainda que o custo unitário dos SS de 2,65 €/MWh, apesar de não estar explicado, é possível aferir que foi calculado tendo em conta o valor anual acima mencionado e o consumo associado à UGS.
- c) no documento final de suporte às Tarifas de Setembro a Dezembro de 2007 a ERSE afirma:
- a. na página 26 que os custos dos SS são recuperados através de pagamentos directos dos Agentes que participam no mercado ao Acerto de Contas e atribui à AEE do CUR esse custo valorizado a 2,65 €/MWh, retirando o custo da UGS.
 - b. na página 56, por maior aderência ao RT, *“que parte destes custos com serviços de sistema são devidos aos desvios horários de energia dos agentes (produção e consumo) podendo ser imputados directamente aos agentes que participam no mercado em função dos desvios. Uma outra parte dos custos não dependem das características de um agente em particular, dependendo sim das características do sistema electroprodutor como um todo. Não contribuindo os agentes para este custo o mesmo deve ser recuperado através da tarifa UGS”*.
- d) Finalmente, na proposta tarifária para 2008, no quadro 2-1 da página 30 classifica de novo a UGS como tarifa da REN para recuperar os custos com SS, embora seja considerado um valor nulo no quadro 4-33 para os referidos custos. No documento não surge de forma clara a valorização dos SS na AEE do CUR, embora se admita que sejam 2€/MWh, tal como referenciado em nota do quadro 4-38 – Produção em regime especial.
2. Sem prejuízo da necessidade de revisão do RT acima já referenciada, o CT recomenda que seja mantida coerência com o disposto no RT, de nível hierárquico superior relativamente ao Manual de Procedimentos do Acerto de Contas, garantindo-se transparência no cálculo dos custos do sistema associados ao sistema electroprodutor como um todo bem como a universalidade na sua aplicação, remetendo-se para o Acerto de Contas os serviços associados aos desvios dos agentes.

II/F PROVEITOS PERMITIDOS

EDP SERVIÇO UNIVERSAL

1. No seu Parecer sobre a proposta de tarifas para 2007 o CT expressou a sua preocupação quanto ao equilíbrio económico-financeiro da EDP SU, nomeadamente tendo em conta que a respectiva base de custos proposta para 2007 (e agora também para 2008) resulta da base definida para 2002 e subsequente



evolução, o que leva a que o nível de custos aceites represente cerca de 70% dos custos previstos.

2. Também foi então salientado que a EDP SU tem necessidades financeiras acrescidas e não remuneradas pela regulação actual, dado os encargos decorrentes das necessidades de fundo de maneo, avolumadas pelos défices e desvios tarifários existentes, e agora acrescidas com alteração do regime de compras de energia eléctrica verificada pela entrada em funcionamento do MIBEL.
3. A este propósito, refira-se que os comentários feitos pela ERSE ao citado parecer não colhem, no entendimento do CT, dado que as necessidades de fundo de maneo resultantes da diferença temporal entre os pagamentos a fornecedores e os recebimentos não são remuneradas. Também a referência a que os desvios e défices tarifários são recuperados com juros não se afigura, ao CT, positiva, dado que se tem vindo a insistir na necessidade da recuperação dos desvios o mais rapidamente possível.
4. Mantendo-se a situação descrita, o CT manifesta a sua preocupação pela degradação da situação económico-financeira da EDP SU, apresentada no quadro seguinte, que só o facto de esta se encontrar inserida num grupo económico mais abrangente permite suportar.

EDPSU	2007		2007		2007		2007
	PROVEITOS	CUSTOS	PROVEITOS	CUSTOS	PROVEITOS	CUSTOS	
PROVEITOS PERMITIDOS	1.338.789	90.990	2.555.452	2.646.442	93.781	2.982.303	3.076.085
Proveitos	1.335.939	94.091	2.473.585	2.567.676	94.360	2.972.157	3.066.517
Ajustamentos	2.851	-3.101	81.867	78.766	-579	10.146	9.568
CUSTOS	1.356.782	123.252	2.561.577	2.684.830	124.071	2.972.157	3.096.228
EBIT	17.985	32.262	93.875	61.568	30.289	10.146	20.155

(1) - O resultado líquido do 1º semestre de 2007 não contempla ainda todos os juros correspondentes à sua dívida financeira

Fonte: Proveitos permitidos - Tarifas 2007 e Proposta 2008; Custos - EDP SU

REN TRADING

Dado o início recente da actividade da REN Trading, o CT recomenda a monitorização atenta do equilíbrio económico-financeiro da mesma.

II/G – CUSTOS COM INTERRUPTIBILIDADE

1. O CT, no seu parecer sobre a Proposta de Regulamento Tarifário de Junho de 2007, recomendou “que os encargos referentes aos contratos de interruptibilidade voltem a ser incluídos nos proveitos permitidos no próprio ano a que respeitam”.
2. O CT constata que a actual proposta de tarifas não inclui qualquer custo relativo aos contratos de interruptibilidade, criando não só um vazio tarifário pontual no

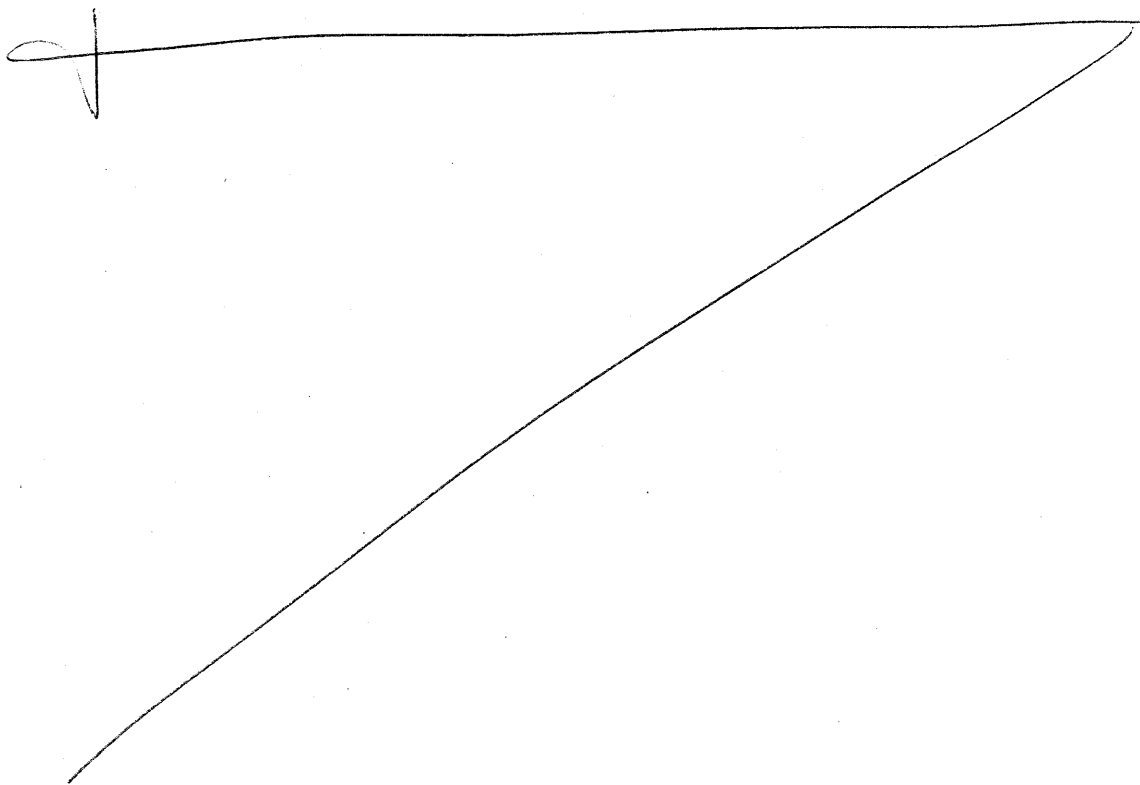


ano 2008, como também a duplicação do correspondente desvio tarifário que atingiria no final do referido ano cerca de 93 milhões de euros¹⁵.

3. De acordo com o regulamento tarifário que vigorou até 30 de Junho de 2007, os custos de interruptibilidade, ocorridos até então, deveriam ser recuperados no ano seguinte, o que também não se encontra na proposta.
4. O CT recomenda que a ERSE analise e pondere a aproximação entre custos e proveitos.

II/H – ADITIVIDADE TARIFÁRIA

1. O CT, em Pareceres anteriores, tem manifestado a sua adesão à aditividade tarifária por a considerar um dos princípios-chave da regulação associado à transparência e equidade tarifária.
2. No entanto, incidindo a análise sobre a evolução em termos globais do preço médio dos macro segmentos de clientes – MAT, AT, MT, BTE, BTN, IP – tal como se pode observar no gráfico seguinte, conclui-se não existir uma tendência consistente na convergência para a referida aditividade, independentemente da trajectória de cada opção tarifária dentro destes segmentos.

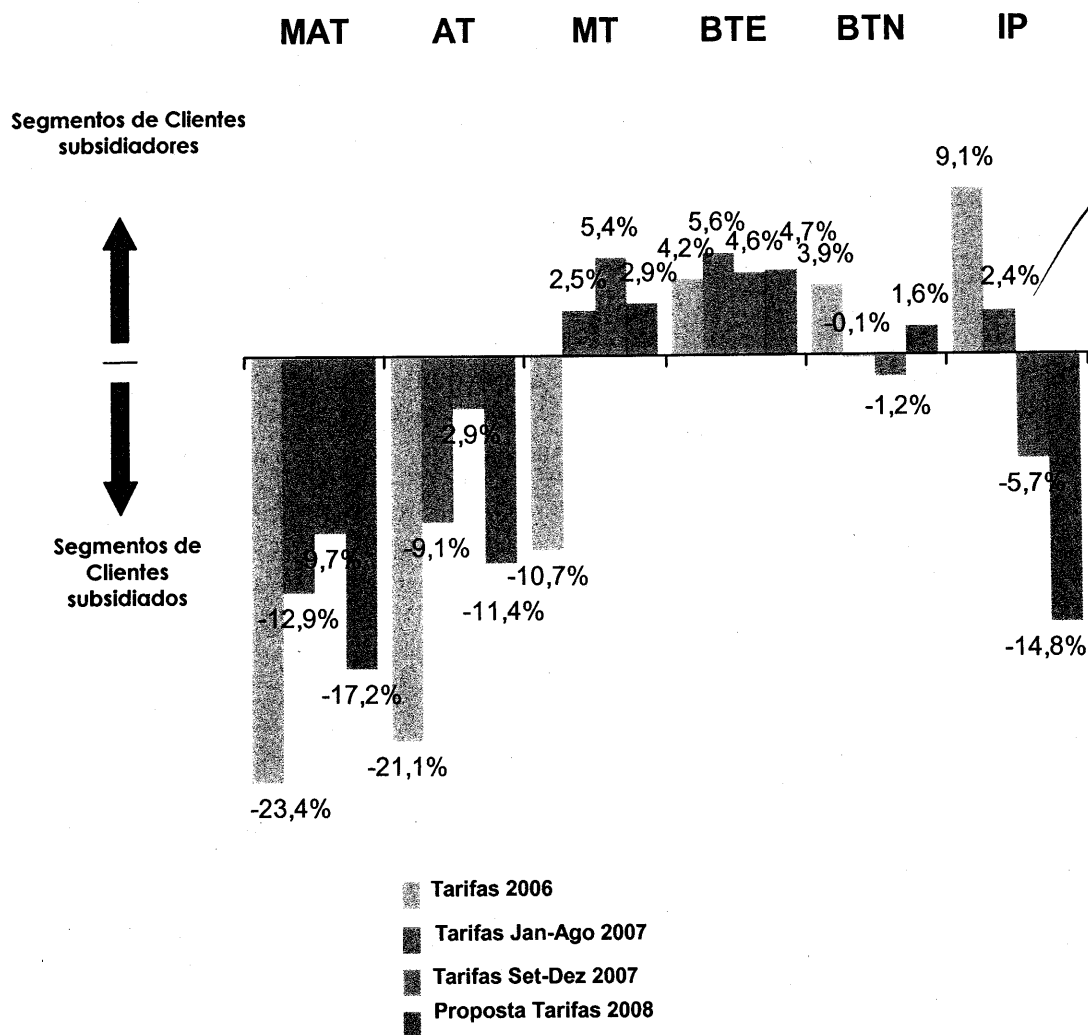




ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

Evolução dos preços médios para a aditividade nas tarifas do Continente de 2006, 2007 e na proposta para 2008 (*)



(*) Nota: A distorção tarifária foi determinada com base nas quantidades e nos preços (TVCF e por actividade) constantes em cada um dos documentos de Tarifas publicados pela ERSE entre 2006 e 2007 e na Proposta Tarifária para 2008.

- Da leitura do gráfico constata-se que 2 segmentos são sempre subsidiados (verificando-se nesta proposta a inversão da recente trajectória para a aditividade), outros 2 são sempre subsidiadores e, 2 ainda, ora subsidiam, ora são subsidiados.
- Neste entendimento, o CT sublinha a necessidade de se manter uma trajectória objectiva e consistente para a aditividade, quer em termos globais, quer individualizada por opção tarifária.



5. Recomenda ainda o CT que este gráfico, bem como o referente às opções tarifárias, sejam incluídos no documento final das tarifas para o ano 2008 e seguintes, relativamente ao continente e às RA.

II/I – FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS

1. Os factores de ajustamento para perdas são publicados anualmente pela ERSE no despacho que fixa as tarifas constando, também, da proposta ora em análise.
2. Aquando da elaboração dos perfis de perdas relativos a 2007, para a afectação aos comercializadores das energias entradas na rede, nos termos do RARI, a REN apresentou novos valores de perdas que foram considerados na elaboração dos referidos perfis.
3. Na proposta apresentada, a ERSE mantém os factores de ajustamento estabelecidos em despacho do ano transacto, não aplicando as perdas aprovadas de acordo com os novos perfis.
4. Assim, o CT sugere a rectificação dos valores constantes da proposta em análise em conformidade com os factores de ajustamento recentemente apresentados.

II/J – REVISÃO TARIFÁRIA ASSOCIADA AO DECRETO-LEI Nº 240/2004, DE 27 DE DEZEMBRO

1. Tendo em conta a possível titularização dos CMEC em 2008, considera-se da maior relevância garantir a aplicação do estabelecido no Decreto-Lei nº 240/2004, designadamente nas matérias não contempladas expressamente no actual RT.
2. O CT solicita que a ERSE explicita no documento final os actos a praticar e a respectiva calendarização, tendo em vista a aplicação do Decreto-Lei nº 240/2004, designadamente no que respeita às revisões tarifárias (algumas com simultaneidade) previstas nesse Decreto-Lei:
 - a. Artigo 5º, nº 7 – revisão tarifária que ajusta o valor do CMEC de acordo com a taxa aprovada no âmbito do processo de titularização;
 - b. Artigo 12º, nº5 - revisão tarifária inerente à parcela de acerto referente à correcção do valor 2007;
 - c. Artigo 11º, nº 8 e nº 10 – revisões tarifárias decorrentes do mecanismo de revisibilidade, que ocorrem em datas pré-definidas (mês de Abril, caso o ajustamento a realizar seja positivo; mês de Julho, caso o ajustamento a realizar seja negativo).



II/L – PLANO DE PROMOÇÃO DA EFICIÊNCIA NO CONSUMO DE ENERGIA ELÉCTRICA (PPEC)

Sem prejuízo de uma avaliação autónoma, a importância do PPEC e a sua repercussão nas Tarifas, justificam a recomendação do CT para que o último Relatório sobre a aplicação do PPEC esteja aprovado e disponível aquando da discussão da Proposta de Tarifária.

II/M – QUALIDADE DE SERVIÇO

1. Tem sido entendimento reiterado do CT que a melhoria continuada da qualidade de serviço do fornecimento de energia eléctrica em Portugal continental e nas Regiões Autónomas constitui um dos pressupostos fundamentais de uma adequada regulação, em particular, no que respeita à fixação de tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços.
2. A dupla missão da ERSE traduzida na protecção dos interesses dos consumidores em relação à qualidade do fornecimento de energia e na obrigação de informar os agentes do sector, determina a apresentação anual de um relatório sobre a qualidade de serviço relativo às actividades de transporte e distribuição de energia eléctrica.
3. O CT regista e sublinha como aspecto positivo a apresentação pela ERSE no quadro da presente *“Proposta de tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços em 2008”*, do *“Relatório da Qualidade de Serviço – 2006, transporte e distribuição de energia eléctrica em Portugal”*, estruturado em três volumes, que apresentam respectivamente o sumário executivo, a análise da informação da qualidade de serviço prestada pelas entidades do SEN e a informação base sobre qualidade de serviço de natureza técnica e comercial nas diversas redes de transporte e distribuição.
4. Da análise ao *“Relatório da Qualidade de Serviço – 2006, transporte e distribuição de energia eléctrica em Portugal”*, o CT destaca:
 - a) O cumprimento generalizado pelo operador da Entidade Concessionária da Rede Nacional de Transporte dos indicadores de qualidade estabelecidos no RQS;
 - b) Dos dez operadores em rede de distribuição exclusivamente em BT, apenas cinco remeteram informação à ERSE sobre a qualidade de serviço comercial, verificando-se relativamente aos mesmos situações pontuais de incumprimento do estabelecido no RQS;



- c) O cumprimento por parte da EDP Distribuição dos valores padrão estabelecidos no RQS para os indicadores gerais de qualidade de serviço;
 - d) O aumento do incumprimento dos padrões individuais de qualidade de serviço pela EDP Distribuição face ao ano de 2005;
 - e) Cumprimento de todos os padrões dos indicadores de qualidade de serviço comercial por parte da EDP Distribuição, excepto no que respeita ao indicador "*Percentagem de clientes em BTN com pelo menos uma leitura no último ano civil*", salientando-se, ainda, assim, uma melhoria no valor deste indicador face aos anos anteriores;
 - f) O cumprimento por parte da EDA quanto aos indicadores gerais de qualidade, com excepção do indicador relativo à percentagem de clientes com tempo de reposição de serviço até 4 horas na sequência de interrupções acidentais, indicador esse que passou a ser calculado a partir de Janeiro de 2007.
 - g) Apresentação por parte da EEM de informação relacionada com a qualidade comercial embora o RQS só tenha sido obrigatório a partir de Janeiro de 2007.
5. O CT reitera as suas anteriores recomendações no sentido das empresas reguladas de transporte e distribuição de energia eléctrica continuarem a apostar na melhoria continuada da qualidade de serviço, aspecto cada vez mais relevante para os consumidores portugueses, num contexto de equilíbrio entre preço e qualidade, para o qual a regulação deve garantir as condições adequadas.

II/G – DOCUMENTO COMPLEMENTAR RELATIVO À COMPARAÇÃO INTERNACIONAL DE TARIFAS E PREÇOS

1. O CT continua a valorizar a análise autónoma visando uma comparação de tarifas e preços no seio da União Europeia, com principal incidência na comparação com Espanha em consonância com a construção do MIBEL.
2. O CT reitera, contudo, a sua apreensão quanto aos valores pouco consistentes e realistas apresentados pelo EUROSTAT e regista os parcos desenvolvimentos metodológicos¹⁶, já anunciados no passado.
3. A própria ERSE reconhece, no documento referente à comparação internacional, de forma bem mais clara e destacada - tanto na introdução como na conclusão -, a divergência e inconsistência dos valores apresentados pelo organismo oficial da Comissão face aos dados coligidos pelo Grupo dos Reguladores Europeus de

¹⁶

Inexistente no caso dos consumidores domésticos.



Electricidade e Gás Natural (ERGEG)¹⁷. Ainda assim, o referido documento continua a apresentar duas partes independentes com evidente destaque, pela dimensão e profundidade, para a secção relativa aos dados do EUROSTAT.

4. O CT sublinha que as posições relativas de preços calculadas com base nos dados do EUROSTAT, referidos pela ERSE, são frequentemente retomados pela comunicação social em moldes dificilmente justificáveis quer pelos representantes dos consumidores, quer pelas entidades reguladas e mesmo pela entidade reguladora.
5. É, assim, opinião do CT que, nos documentos definitivos relativos à comparação internacional dos preços de energia eléctrica, se deve manifestamente relativizar a comparação com base nos dados do EUROSTAT. O CT sugere que seja feita a inversão da ordem de mérito da apresentação das duas fontes de informação, com substancial redução dos actuais dados produzidos pela Comissão. Esta situação manter-se-á enquanto não se procederem às devidas adaptações e correcções metodológicas que tornem mais realistas e representativos os valores em análise.
6. O CT apoia, nesse sentido, o desenvolvimento e aperfeiçoamento da iniciativa de comparação internacional dos preços de energia eléctrica no seio do ERGEG, alargando-a em particular a todos os consumidores tipo. O CT reitera o seu apoio a uma maior difusão das conclusões e experiências obtidas pelo ERGEG.
7. O CT concentra, agora, a sua atenção na segunda parte comparativa das tarifas e preços, que retoma o exercício iniciado há dois anos pelo ERGEG, sendo um exemplo interessante de abordagem ao focar, em particular, as tarifas de acesso, vitais para a difícil construção de mercados energéticos supra-nacionais. Realça ainda a dificuldade de autonomizar as várias componentes, fiscais e não fiscais, nos diversos Estados Membros.
8. A comparação apresentada, país a país, está mais robusta devido à diminuição do número de Estados com falta de informação¹⁸ mas traz, inevitavelmente, fortes variações da média aritmética calculada para a UE e, consequentemente, dificuldades na apreciação do posicionamento relativo de Portugal em termos dinâmicos¹⁹. É para evitar esta volatilidade que o CT insiste na justeza de um processo comparativo mais restrito entre os EM (UE15, PA12). Considera o CT que não se perde informação de forma significativa pois antes de um mercado europeu de energia, assistiremos à emergente criação de mercados regionais.
9. O foco comparativo com o mercado vizinho aparece claramente como uma das preocupações por parte da ERSE. Persiste, contudo, a necessidade de encontrar um modelo que vá para além da comparação pura e simples das tarifas e preços

¹⁷ A título elucidativo, veja-se a diferença entre o preço para o consumidor-tipo Ib: enquanto que o Eurostat apresenta um valor de 13.55, o ERGEG contabiliza 15.21 (valores com IVA incluído).

¹⁸ Em 2006, 9 estados não forneceram informação contra 5 no presente ano.

¹⁹ A título de exemplo, enquanto que a média europeia do preço de energia eléctrica para o consumidor-tipo Dc estava abaixo dos 10 cêntimos por kWh em 2006, encontra-se agora em mais de 13 cêntimos.



nos dois países, permanecendo desejável, entre outras, uma normalização das variáveis estruturais que influenciam os respectivos níveis de preços.

10. Esta secção merece ainda os seguintes considerandos:

- 10.1. O CT reitera o seu interesse pela tabela constante do quadro 3.6 (pag. 34 do documento) onde se pretende inventariar as diferentes políticas fiscais dos estados europeus que, para além do IVA, incidem sobre os preços de energia eléctrica. Constata o CT que a referida tabela é em todo idêntica à publicada no ano anterior, pelo que se solicita a actualização regular destes dados. Uma sistematização e actualização anual desta tabela seria proveitosa para as futuras comparações internacionais de preços.
- 10.2. O CT solicita esclarecimento sobre se os preços constantes do capítulo 5 estão expressos já incorporando o IVA ou não
- 10.3. O CT sugere que as diferentes componentes do preço de energia eléctrica deveriam passar a estar todas referenciadas em cêntimos de Euros por kWh, com duas casas decimais. Os inevitáveis arredondamentos dos valores em Euros por kWh e/ou de outro nível decimal conduzem a imprecisões incompatíveis com a ordem de grandeza em análise.
- 10.4. A decomposição do preço de energia para o consumidor-tipo Dc constante do quadro 5.1, na página 69, parece inconsistente com o valor apresentado na figura 5.1 da página 58, assim como a decomposição do preço médio da tarifa de acesso às redes do consumidor-tipo Ig constante do quadro 5.3, na página 71, quando confrontado com a figura 5.4 da página 60²⁰.
- 10.5. O CT não entende o conteúdo da conclusão *“os custos de interesse geral e impostos praticados em Portugal estão relativamente alinhados com a média”*, na página 66, quando a figura 5.13 evidencia custos mínimos para Portugal. Por outro lado, parece existir um aparente paradoxo na afirmação *“Por fim, no que diz respeito aos custos de interesse geral e impostos, os valores em Portugal estão relativamente alinhados com a média, estando Portugal entre os países com menor carga fiscal sobre os preços de energia eléctrica e com menores custos de interesse geral”* da página 76.
- 10.6. Logo que consolidado o trabalho do ERGEG o CT recomenda que seja efectuada uma comparação dinâmica dos dados compilados.



CONCLUSÃO

O Conselho Tarifário considera que a proposta que lhe foi apresentada pela ERSE deverá ser reformulada de acordo com as recomendações constantes do presente parecer.

Em 15 de Novembro de 2007, o parecer que antecede foi votado na **GLOBALIDADE** com excepção dos pontos I/B 4 e II B

, tendo sido **APPROVADO**

com a seguinte votação:

Votos a favor:

ACRA - EDUARDO GUINTEIRA

EDA - ~~Isabel~~ ~~de~~ ~~com~~ excepção do ponto II/B

EDP Distribuição - ~~Chauvin~~ ~~Marques~~ ~~Manoel~~ ~~António~~ ~~de~~ excepção do ponto I/B 4.

Distribuição BT (EDP Distribuição) - ~~Carlos~~ ~~Alberto~~ ~~de~~ ~~Almeida~~ ~~de~~ excepção do ponto I/B n.º 4.

REN - ~~Vitor~~ ~~Manuel~~ ~~Vieira~~ ~~de~~ ~~Pinto~~ ~~de~~ ~~Almeida~~, com excepção do ponto I/B 4.

DECO - ~~Ugo~~ ~~de~~ ~~Paulo~~ ~~de~~ ~~Figueredo~~ ~~de~~ ~~Paulo~~

D.N.M.P. voto a favor excepto n.ºs 6, 7, 8, 9 e 10 do II/B.

~~Angela~~ ~~de~~ ~~Almeida~~

U.G.C. - UNIAO GERENTE DE CONSUMIDORES ~~de~~ ~~Almeida~~

Representante Confederação de Radialistas - com excepção do ponto II/B

FEM - ~~Amândio~~ ~~de~~ ~~Almeida~~ com excepção do ponto II/B

FENACOP - ~~Paulo~~ ~~de~~ ~~Almeida~~ com excepção

ENVI - ~~Manoel~~ ~~de~~ ~~Almeida~~ ~~de~~ ~~Almeida~~



ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

II L
216-3 8y'
B'
108

Votos contra:

B.v.m.p. ~~os~~ pontos 6, 7, 8, 9 e 10 do II/B ~~de~~
FERI - Amundano ~~II B~~ nos termos da Declaração de voto

Declaração de Voto ao Parecer sobre a Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2008

O representante dos Consumidores da Madeira absteve-se, na sua votação, no ponto II/B referente à Taxa de Ocupação do Domínio Público Municipal na Região Autónoma da Madeira. Tal posição merece, contudo, o devido enquadramento que não foi possível retratar no corpo do parecer.

Naturalmente, os poderes locais têm toda a legitimidade para criar e aplicar taxas municipais, respeitando os devidos procedimentos e requisitos formais. Da mesma forma, a empresa distribuidora de energia eléctrica na RAM tem direito ao ressarcimento dos custos inerentes.

Contudo, é de salientar que:

- a taxa de 7.5 % determinada no Decreto Legislativo Regional nº 2/2007/ M, de 8 de Janeiro, é claramente desproporcionada.
- A evidente falta de equidade entre a prática no Continente (através da chamada “rendas aos municípios” internalizadas nas tarifas) e o proposto no presente parecer, pese embora as reconhecidas diferenças conceptuais, históricas e forma jurídica.
- A óbvia dificuldade em legitimar um financiamento das autarquias madeirenses por via dos consumidores de energia eléctrica do Continente.

Por outro lado, o parecer do CT ao imputar em exclusivo aos consumidores da Região Autónoma da Madeira o volume de encargos associado a esta recente iniciativa legislativa traduzir-se-ia num aumento do preço de energia manifestamente inoportuno do ponto de vista social, com que não concordamos.

Assim, o sentido de voto pela abstenção pretende evidenciar a necessidade de uma maior ponderação e reflexão sobre o tema, com um horizonte naturalmente alargado à situação no Continente, e não enveredar por uma decisão precipitada que, dificilmente, poderia ter um retrocesso.

O representante da Madeira envidará esforços no sentido de uma rápida e justa resolução da complexa matéria em apreciação.

Lisboa, 15 de Novembro de 2007

Juliano - Representante Consumidores de R.A. Madeira

Declaração de voto do representante da EEM ao parecer do Conselho de Tarifário da ERSE sobre o documento "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2008"

O representante da EEM vota, na globalidade, favoravelmente o parecer do Conselho Tarifário sobre a "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2008". No entanto, **vota contra** no que se refere ao **ponto II/B - Taxa de ocupação do domínio Público Municipal na Região Autónoma da Madeira**, uma vez que este ponto do parecer não expressa a posição da EEM. O voto contra fundamenta-se no seguinte:

De toda a argumentação aduzida, conclui-se que o Conselho Tarifário não questiona que os custos relativos à utilização de domínio público municipal na RAM devam ser suportados pelo consumidor final, mas antes questiona que os mesmos devam ser suportados pelo consumidor final do Continente.

Ao fazê-lo, o Conselho Tarifário introduz sérias distorções ao princípio da equidade da repartição dos custos por todos os consumidores – inerente ao princípio da convergência tarifária - e ignora de forma censurável um passado de transferência de custos similares, exclusivamente gerados no Continente, para os consumidores finais da Madeira que, em obediência ao mesmo princípio, até hoje os suportaram.

Quanto aos custos exclusivamente gerados no Continente – referimo-nos naturalmente às Rendas pagas aos Municípios, determinadas ao abrigo da Portaria nº. 437/2001, de 28 de Abril - não se argumente no sentido de dizer que são substancialmente diferentes dos custos que são agora apresentados pela EEM uma vez que, como é do conhecimento do Conselho Tarifário, estes "custos Continentais" não se limitam a compensar a afectação do património pelo Município concedente à EDP/concessionário, já que o respectivo regime legal foi estendido, por via do Decreto-Lei nº. 17/92, de 5 de Fevereiro, aos Municípios que não sejam detentores de redes de distribuição com o intuito de *"(...) abranger um maior número de municípios, conferindo simultaneamente um maior equilíbrio entre eles (...)".*

E não será demais recordar que o referido regime legal das Rendas – constante do Decreto-Lei nº. 344-B/82, de 1 de Setembro e desenvolvido pelos já referidos Decreto-Lei nº. 17/92 e Portaria nº. 437/2001 – em vigor há vários anos, teve por propósito *"(...) dar solução ao problema dos débitos em atraso, acumulados ao longo dos últimos 5 anos, das autarquias à EDP, cuja gravidade é de tal ordem que bem pode levar a empresa, a breve trecho, a um ponto de rotura."*

Ora, também para a EEM a internalização destes custos constitui condição essencial da sua sanidade financeira, pelo que, mais uma vez, não se percebe em que medida a situação da EEM não é digna de justificar tratamento igual ao da sua congénere EDP.

O Conselho Tarifário baseia-se no argumento das finalidades inerentes ao princípio da convergência tarifária - constantes do Decreto-Lei nº. 69/2002, de 25 de Março - para sustentar a não internalização destes custos na tarifa a suportar pelo consumidor Continental, mas por outro lado, revela-se curioso:

- (i) que a mesma argumentação não tenha sido aduzida na transferência de custos em sentido inverso, ou seja, para sustentar a não internalização dos custos exclusivamente Continentais na tarifa da factura do consumidor final Madeirense (que os tem vindo a suportar), sobretudo quando o impacto económico da transferência dos custos de interesse geral gerados no Continente para o consumidor final da RAM foi certamente maior do que o será a transferência dos custos agora em causa para o consumidor final Continental;
- (ii) que tenha o Conselho Tarifário ignorado o fim resultante do próprio preâmbulo do mesmo Decreto-Lei do qual resulta que a convergência se revela necessária

Declaração de voto do representante da EEM ao parecer do Conselho de Tarifário da ERSE sobre o documento "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2008"

precisamente por o tarifário não ser independente do local de residência dos consumidores.

Conduzir a argumentação do Conselho Tarifário às suas últimas consequências equivaleria a fazer distinções entre os custos de interesse geral que no próprio Continente são atribuíveis ou gerados, por exemplo, por cada um dos Municípios do Continente e, nessa medida, não se compreenderia porque razão um consumidor do Município de Beja deveria suportar na tarifa da respectiva factura um custo causado no sistema pelo Município de Mirandela. Este argumento do Conselho Tarifário equivale a um retrocesso em matéria de objectivos tarifários.

Acresce que, o Conselho Tarifário, ao não querer admitir a internalização dos custos em causa nas tarifas suportadas por todos os consumidores finais Portugueses, quando outros custos continentais similares o são, estes custos de utilização de domínio público municipal a suportar pela EEM só poderão ser vistos como um custo do sistema tal como são as Rendas.

Assim, a interpretação do princípio de convergência tarifária e da equidade na repartição de custos – enquanto seu corolário – não deverá ser volátil em função de o custo ser gerado no Continente ou na Região Autónoma, pelo que se reclama um tratamento igual para situações iguais.

Relativamente ao alegado no ponto 10, julgamos que tal preocupação não foi espelhada em capítulo próprio deste parecer, na medida em que parece que tais preocupações se cingem à situação dos custos agora apresentados pela EEM, quando na verdade tal preocupação é extensível a custos de interesse geral internalizados nas tarifas mas exclusivamente gerados no Continente e, independentemente das conclusões a que se chegue nesta matéria, as considerações acima explicitadas em matéria de equidade no tratamento desses custos deverão aplicar-se integralmente.

Sobre este assunto, importa ainda referir que os Custos de Interesse Económico Geral ascendem, em 2008, a 1.230 milhões de Euros, correspondendo a 22,9% do preço médio das tarifas de venda a clientes finais. Verifica-se que estes custos subiram 78,6% face a 2007, ou seja, mais 541 milhões de Euros, enquanto que os custos associados aos Direitos de Passagem ascendem a 6,9 milhões de Euros, representando apenas 0,13% das tarifas.

Ora, estando os custos associados às Rendas dos Municípios incluídos nos CIEG regista-se que o parecer do Conselho Tarifário não refere que o custo do Direitos de Passagem representa somente 2,6% dos custos das Rendas do Municípios as quais, em 2008, ascendem a cerca de 255 milhões de Euros, registando, face a 2007, um aumento de 21 milhões de Euros.

Finalmente, realce-se que o custo dos Direitos de Passagem é, tal como o das Rendas dos Municípios, determinado com recurso ao disposto na Portaria n.º 437/2001 de 28 de Abril, que define no n.º 1, que a Renda dos Municípios (leia-se Direitos de Passagem) é calculada a partir de um valor percentual sobre as vendas de energia eléctrica em baixa tensão na área do respectivo município, sendo que o n.º 13 daquela Portaria, define que essa percentagem é, a partir do ano de 2004, de 7,5%. Ora sendo o preço médio de venda de energia eléctrica igual no Continente e na Madeira não se entende, pelo menos do ponto de vista estritamente técnico, o destaque que o Conselho Tarifário quer atribuir aos Direitos de Passagem da Madeira.

Declaração de voto do representante da EEM ao parecer do Conselho de Tarifário da ERSE sobre o documento "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2008"

Relativamente à Remuneração de imobilizado – Custo de Capital, tratado no ponto I/C – Questões prévias à fixação de parâmetros para o próximo período regulatório (2009-2011) do parecer do Conselho Tarifário, a EEM reforça os comentários apresentados nos seguintes termos:

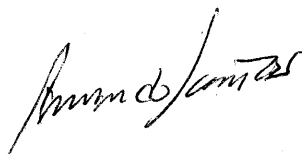
Remuneração de imobilizado – Custo de Capital

A EEM mantém a posição assumida nos anos anteriores, reforçada pelo facto de as taxas de juro de referência, conforme era expectável, terem registado subidas muito significativas. De salientar, que a taxa de juro de referência do Banco Central Europeu, duplicou num espaço de apenas 1,5 anos, passando do mínimo de 2% em Dezembro de 2005, para 4% em Junho 2007.

A alta das taxas de juro, tem provocado um inevitável aumento dos encargos financeiros, o que, em simultâneo com a manutenção das taxas de remuneração de imobilizado, tem provocado uma significativa deterioração do desempenho e equilíbrio financeiro das Empresas Reguladas. Assim, reconhecendo-se a importância do custo de capital na determinação dos proveitos permitidos, solicitamos uma revisão em alta das taxas de remuneração aplicáveis às Empresas Reguladas, uma vez que se mantém na íntegra, as razões apresentadas em anos anteriores, confirmadas pelo agravamento da conjuntura nos mercados financeiros internacionais.

Esta questão assume particular relevo tendo em consideração que se começa a preparar os considerandos e pressupostos para o próximo período regulatório.

Lisboa, 15 de Novembro de 2007



ANEXO IV

**COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E
PREÇOS DE ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2008”**

I. GENERALIDADE

A ERSE acolhe a sugestão do Conselho Tarifário de passar a incluir na proposta de tarifas a apresentar ao Conselho Tarifário indicadores que retratem a situação económica e financeira real das actividades reguladas, bem como o impacte da proposta nos resultados previsionais dessas empresas. A este propósito recorda-se ao Conselho Tarifário que este objectivo só é possível, desde que as empresas cumpram com o estabelecido no Regulamento Tarifário e nas normas complementares emitidas pela ERSE, enviando informação que permita proceder a esta análise, nomeadamente, balanços e demonstrações de resultados previsionais por actividade, bem como pressupostos subjacentes à dívida financeira (plano de amortização da dívida existente, taxas de juro, período de carência e número de reembolsos, para empréstimos tipo).

Em relação aos aspectos que o CT considera omissos na proposta de tarifas e que devem ser mencionados, referindo-se especificamente aos temas da telecontagem, da interruptibilidade e da microgeração, esclarece-se o seguinte:

- Relativamente aos “custos de implementação da telecontagem” importa referir que esta questão encontrava-se em discussão no âmbito de uma Consulta Pública lançada pela ERSE devidamente enquadrada no âmbito do MIBEL. A 5 de Dezembro foi apresentado um estudo de Avaliação a S. Exa. o Ministro da Economia e da Inovação devidamente justificado sobre esta matéria, que se disponibiliza na página da internet da ERSE. Nos termos deste estudo, previamente à alteração dos sistemas de medida existentes é proposta a implementação de um projecto piloto que permitirá evidenciar de forma rigorosa os benefícios alcançados e por conseguinte o mérito do projecto.
- Ainda no âmbito do MIBEL, nomeadamente nos termos do Acordo de 8 de Março entre os governos de Portugal e de Espanha, que prevê que a abrangência do regime de interruptibilidade se limite aos clientes de mercado, estão a decorrer trabalhos, nos quais a ERSE está representada, no sentido de alterar o enquadramento legislativo em conformidade.
- No que diz respeito à nova legislação sobre microgeração informa-se o CT que o impacte económico inerente à sua entrada em vigor é reduzido. De acordo com o parecer da ERSE ao referido diploma o impacte global com incidência num período alargado de anos seria de 0,5%, sendo que a contribuição para o sistema eléctrico em potência e energia seria reduzida (90MW, 180GWh).

I/A - OPTIMIZAÇÃO DAS PREVISÕES / ADESAO CUSTOS E PREÇOS

A existência de tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR obriga a que as mesmas sejam calculadas de forma aditiva, adicionando os custos de aquisição de energia no mercado às tarifas de Acesso às Redes, por forma a assegurar-se que não haja perturbação do funcionamento do mercado retalhista e a fomentar a eficiência económica na afectação de recursos.

A ERSE concorda com o parecer do CT no que diz respeito à necessidade de procurar uma maior aderência em cada momento, entre custos e tarifas. Em particular, importa desenvolver mecanismos de maior adequação entre a dinâmica dos custos de aprovisionamento de energia e de actualização das tarifas de venda a clientes finais. A dinâmica dos custos de aprovisionamento de energia depende das opções de contratação utilizadas pelo CUR. Neste sentido, a ERSE considera ser oportuno tratar este tema no âmbito da próxima revisão regulamentar na qual será ouvido o Conselho Tarifário.

I/B - AMORTIZAÇÃO DO DÉFICE

A decisão de afectar uma parte do montante do valor respeitante ao equilíbrio económico-financeiro, a pagar pelos respectivos titulares dos centros electroprodutores pela transmissão dos direitos de utilização dos recursos hídricos, calculado ao abrigo do Decreto-Lei n.º 226-A/2007, de 31 de Maio, na amortização integral do saldo dos défices tarifários devidos à REN acumulados a 31 de Dezembro de 2007, é da competência do Governo, através do Ministério da Economia e Inovação (MEI).

Do mesmo modo, a extinção do restante défice tarifário por afectação do remanescente daquele montante pago pelos titulares dos centros electroprodutores pela transmissão dos direitos de utilização dos recursos hídricos, competirá igualmente ao Ministro da Economia e Inovação.

I/C - QUESTÕES PRÉVIAS À FIXAÇÃO DE PARÂMETROS PARA O PRÓXIMO PERÍODO REGULATÓRIO (2009-2011)

A ERSE está de acordo com as preocupações manifestadas pelo Conselho Tarifário relativamente à necessidade de atempadamente serem contempladas algumas disposições legislativas e regulamentares de forma a não comprometer a estabilidade do próximo período de regulação que se inicia em 2009.

Nesse sentido, e no que respeita aos assuntos enunciados pelo Conselho Tarifário nas alíneas a), c) e d), por se tratarem de matérias da competência do Governo, a ERSE irá transmitir ao Ministério da Economia e Inovação as preocupações manifestadas pelo Conselho Tarifário.

Relativamente à revisão da fórmula de cálculo das rendas de concessão de BT, de acordo com o artigo 44.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, encontra-se em curso na ERSE a elaboração de uma proposta relativamente a esta matéria que será apresentada ao Ministério da Economia e da Inovação, após consulta ao Conselho Tarifário.

No que respeita ao Plano de Compatibilização Regulatória no âmbito do MIBEL as matérias identificadas pelo Conselho Tarifário fazem parte do conjunto de estudos que se encontram a decorrer e que oportunamente serão publicamente divulgados, como foi o caso do estudo de Avaliação relativo à adopção de um sistema de telecontagem para consumidores domésticos.

Relativamente aos estudos mencionados nos pontos 5 e 6, a ERSE compreende a preocupação assinalada pelo Conselho Tarifário de que os mesmos deverão ser finalizados e disponibilizados atempadamente ao Conselho Tarifário antes de ser iniciada a discussão dos parâmetros regulatórios para o período 2009-2011 e das Tarifas para 2009.

No entanto, e tal como é referido, alguns deles já foram iniciados como é o caso dos mencionados nas alíneas c) e d) do ponto 5, constantes do Plano de Actividades da ERSE, pelo que em devido tempo será dado conhecimento ao Conselho Tarifário.

II. ESPECIALIDADE

II/A - CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO E GERAL (CIEG)

A ERSE não só partilha das preocupações do Conselho Tarifário relativamente ao avolumar dos CIEG como tem vindo a alertar as entidades com as respectivas competências legislativas para o peso crescente que os CIEG têm vindo a assumir nas tarifas a pagar pelos consumidores de energia eléctrica.

Conforme aprovado em sede de revisão do Regulamento Tarifário, constituem a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, a saber (i) os custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas dos Açores e Madeira; (ii) o Sobrecusto do Agente Comercial; (iii) a parcela associada aos terrenos afectos ao domínio público hídrico; (iv) os custos com a ERSE; (v) as transferências para a Autoridade da Concorrência; (vi) os défices tarifários de BT e BTN, gerados em 2006 e 2007, respectivamente; (vii) os custos com as sociedades OMIP, SA e OMI Clear, SA; (viii) os custos com o Plano de Promoção de Eficiência no Consumo; e (ix) o diferencial de correcção de hidraulicidade, bem como os custos relativos aos CMEC.

Os custos elencados correspondem a custos efectivamente suportados pelos consumidores de energia eléctrica, mas que não são gerados pelas infra-estruturas que lhe estão inerentes, pelo que devem, no entender da ERSE, ser considerados como custos de interesse económico geral. Deste modo, e por questões de transparência, entende a ERSE manter a definição que utilizou no documento da Proposta de Tarifas para 2008 apresentado ao Conselho Tarifário.

Relativamente ao ponto 6. e conforme já referido anteriormente⁴⁷ a ERSE concorda com o CT quanto à importância da transparência na informação a prestar pelos comercializadores de energia eléctrica. Porém relativamente à sua sugestão de as facturas emitidas para os clientes explicitarem o montante de CIEG, trata-se de uma questão a tratar no âmbito de uma discussão pública inserida numa revisão regulamentar, a decorrer durante o ano de 2008. Com efeito esta matéria tem impacte na actividade livre de comercialização de energia eléctrica importando por conseguinte consultar os comercializadores.

Esta matéria integra-se aliás numa preocupação mais alargada que a ERSE pretende ver discutida, concretamente o nível de detalhe de informação da factura de energia eléctrica.

II/B - TAXA DE OCUPAÇÃO DO DOMÍNIO PÚBLICO MUNICIPAL NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA (RAM)

A ERSE tomou em consideração os comentários aduzidos pelo Conselho Tarifário relativamente ao facto de "... a nova taxa criada pelo Decreto Legislativo Regional n.º 2/2007/M, de 8 de Janeiro, com efeitos retroactivos a 1 de Janeiro de 2006, não decorre nem da insularidade, nem do carácter ultra-periférico da Região Autónoma da Madeira, pelo que não deverá avolumar os sobrecustos de convergência já suportados pelos consumidores do Continente através da tarifa."

Neste sentido, a ERSE não considerou nos proveitos permitidos da Empresa de Electricidade da Madeira (EEM) para 2008, os valores de 6,6 e 6,9 milhões de euros referentes, respectivamente, a 2006 e 2008, relativos aos custos com a taxa de ocupação do domínio público municipal na Região Autónoma da Madeira, tal como não havia considerado nos proveitos permitidos em 2007 um valor de 6,4 milhões de euros.

Acresce ainda que a solução defendida pelo Conselho Tarifário de que o ressarcimento deste custo fosse suportado exclusivamente pelos consumidores da Região Autónoma da Madeira, sendo explicitado de forma autónoma na factura, não é exequível de ser implementada desde já, uma vez que esta situação não se encontra, neste momento, prevista no Regulamento Tarifário em vigor.

⁴⁷ *Vidé* Comentários ao parecer do Conselho Tarifário sobre a "Proposta de Tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços em 2007" - IB

Neste sentido, este assunto terá de ser tratado em sede de revisão regulamentar no âmbito de uma consulta pública, a promover oportunamente pela ERSE.

Assim, a ERSE acolhe a proposta do Conselho Tarifário e disponibiliza-se para encontrar uma solução de compromisso que compatibilize os interesses dos consumidores da Região Autónoma da Madeira sem colocar em causa o equilíbrio económico e financeiro da EEM, na perspectiva de que estes custos não sejam pagos pelos consumidores do Continente.

O impacte de uma afectação directa dos custos de 2006 e 2008 acima referidos, nas tarifas dos consumidores da Região Autónoma da Madeira em 2008, seria cerca de 12%.

II/D - FUELÓLEO NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES (RAA)

A ERSE, como já referido, tem já no seu Plano de Actividades para 2008 a realização de um estudo sobre os custos de fuelóleo na Região Autónoma dos Açores (RAA) de modo a permitir equacionar no próximo período de regulação a alteração da forma de aceitação destes custos estabelecida no actual Regulamento Tarifário.

Entretanto, a ERSE ajustou a metodologia de cálculo dos ajustamentos dos custos com o fuelóleo em 2006 tendo passado a utilizar os valores reais de 2006, como referência, indo assim ao encontro, também, do comentário do Conselho Tarifário. Esta alteração conduziu a um acréscimo de custos de 9,5 milhões de euros.

II/E - SERVIÇOS DO SISTEMA

Nas tarifas para 2008 são previstos custos com os serviços de sistema a cobrar pelo gestor de sistema aos agentes no mercado. Nesta medida, o custo de aprovisionamento de energia eléctrica no mercado grossista pelos comercializadores inclui estes custos de serviços de sistema. É o caso do comercializador de último de recurso, cujo preço médio de aquisição de energia eléctrica inclui o pagamento dos serviços de sistema.

No mercado organizado de serviços de sistema, o gestor de sistema aprovisiona as suas necessidades de reserva e os produtores oferecem a sua capacidade disponível em cada hora. À semelhança da venda de energia no mercado, é expectável que o custo associado à prestação destes serviços de sistema em regime de mercado seja inferior ao custo apurado no âmbito dos CAE. De facto, verifica-se que em Espanha o custo com serviços de sistema associados à reserva terciária e secundária é inferior a 2 €/MWh pelo que se considerou o valor referido para Portugal, numa perspectiva conservadora.

Em 2007, após o início do MIBEL, os serviços de sistema passaram a ser imputados directamente aos agentes de mercado, através do procedimento de acerto de contas de desvios, como previsto no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas. Na tarifa de Uso Global do Sistema, e de acordo com o Regulamento Tarifário, são cobrados os custos de funcionamento associados ao gestor de sistema.

Em rigor, os custos dos serviços de sistema que possam ser imputáveis aos agentes do mercado grossista que incorrem em desvios aos seus programas, deverão ser-lhes cobrados directamente, incidindo esses custos sobre os agentes que lhes dão origem. Por outro lado, os custos dos serviços de sistema cuja origem não seja atribuível directamente a cada agente deverão ser incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e recuperados com uma estrutura tarifária adequada, garantindo-se transparência na determinação e divulgação dos custos do sistema associados ao sistema electroprodutor como um todo bem como a universalidade na sua afectação. No âmbito do Plano de Compatibilização Regulatória entre Portugal e Espanha, em particular no que diz respeito às tarifas de acesso às redes, procurar-se-á discutir esta matéria de forma harmonizada no quadro do MIBEL.

Acrescenta-se por fim que a discussão a ter sobre os serviços de sistema liga-se com o tema da transparência dos processos de decisão do gestor do sistema. Para esse efeito, importa realçar a importância da separação funcional entre o gestor de sistema e o operador da rede de transporte e proprietário dessa rede. A individualização dos custos associados a estas duas actividades, bem como a sua efectiva separação funcional, está na base da construção e harmonização do modelo do mercado aplicável aos serviços de sistema e à forma de imputar estes custos aos consumidores.

III/F - PROVEITOS PERMITIDOS

EDP SERVIÇO UNIVERSAL

A EDP Serviço Universal foi constituída a meio de um período de regulação, para o qual já se encontravam definidos o modo de regulação e fixados os parâmetros de regulação a vigorar para todo o período.

Apesar disso, a empresa constituiu-se sem os activos fixos que anteriormente se encontravam afectos à actividade de Comercialização, decisão que, desde logo, acarreta um desfasamento da realidade ao modo de regulação que tem estado, desde 2002, associado àquela actividade.

Esta decisão de gestão, em conjunto com o facto de a empresa continuar a não conseguir assegurar que os restantes custos atinjam níveis adequados de eficiência, induziu a ERSE a iniciar um trabalho envolvendo a EDP Serviço Universal com o objectivo de definir a forma de regulação que melhor se adapte à actividade de comercialização, compatível com uma actividade que não possui activos imobilizados.

Obviamente que as conclusões deste estudo agora em curso só poderão ser implementadas após a nova forma de regulação a ser consignada no Regulamento Tarifário. Assim, o impacte desta alteração só será sentido no próximo período de regulação, com início em 2009.

REN TRADING

A regulação económica para além da protecção dos clientes deve assegurar simultaneamente o equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas em condições de gestão eficiente, pelo que a preocupação do Conselho Tarifário, em assegurar o equilíbrio económico-financeiro da REN Trading, encontra-se salvaguardada neste princípio.

Acresce referir, que de acordo com o estabelecido no Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho, a ERSE encontra-se em vias de finalizar uma proposta de mecanismos de incentivos à boa gestão da REN Trading dos contratos de aquisição de energia eléctrica remanescentes e das licenças de emissão de CO₂, que será oportunamente submetida a parecer do Conselho Tarifário.

II/G - CUSTOS COM INTERRUPTIBILIDADE

A ERSE considera ser importante procurar a aderência entre os custos e as tarifas em cada ano, bem como a adequação dos pagamentos associados à interruptibilidade aos correspondentes custos evitados no sistema electroprodutor. De acordo com este princípio, os custos com a interruptibilidade previstos para o ano t deveriam ser reflectidos nas tarifas do ano t. Apesar disso, a repercussão dos custos de interruptibilidade nos termos do Regulamento Tarifário em vigor é efectuada com um diferencial de 2 anos. Considerando que a alteração desta situação não é isenta de impactes tarifários importa encontrar uma forma de transferir estes custos que acautele impactes excessivos num só ano. Tendo em conta este enquadramento considera-se que este tema deve ser tratado em sede da próxima revisão do Regulamento Tarifário.

Por último importa referir que no contexto do desenvolvimento do MIBEL e na sequência do acordo entre Portugal e Espanha estão a ser desenvolvidos novos enquadramentos legais para a interruptibilidade. Na sequência dessas alterações legais será também oportuno considerar alterações ao Regulamento Tarifário que venham a permitir uma maior coincidência temporal entre custos e tarifas no que diz respeito à interruptibilidade.

II/H - ADITIVIDADE TARIFÁRIA

A ERSE concorda com o parecer do CT ao considerar a aditividade tarifária como um princípio-chave da regulação em termos de transparência e equidade.

No que diz respeito aos pontos 2., 3. e 4. considera-se que outro princípio-chave da regulação em termos de tarifas é proteger os consumidores finais de variações bruscas nos preços. Assim, a aplicação de um mecanismo de convergência para tarifas aditivas promove a aditividade de forma gradual e progressiva.

Quando as alterações de estrutura das tarifas aditivas são especialmente relevantes, como foi o caso das recentes alterações ocorridas devido à legislação publicada em 2006 e 2007, é possível que a distância para as tarifas aditivas aumente, mesmo havendo convergência tarifária. Dessa forma a alteração do objectivo para o qual as tarifas convergem pode, num determinado ano, ser de grandeza superior à convergência verificada nesse ano e, por essa via, pode gerar a ideia de que houve divergência tarifária.

Por outro lado, as tarifas em 2006 e em 2007 estiveram sujeitas a limites de preços impostos pela legislação em vigor, situação esta exógena ao modelo de convergência tarifária e, como tal, perturbadora do ritmo de convergência da estrutura das tarifas para o referencial aditivo.

Os subsídios cruzados entre níveis de tensão e opções tarifárias identificados pelo CT são uma preocupação para a ERSE que considera importante que estes venham a diminuir ao longo do tempo, especialmente num contexto de maior estabilização da macro-estrutura do tarifário. Nesse sentido, a ERSE aceita a sugestão do CT de incluir o gráfico do ponto 2. e a restante análise no documento final das tarifas para 2008.

III/I - FACTORES DE AJUSTAMENTOS PARA PERDAS

Conforme sugerido pelo CT, a ERSE procedeu à adopção dos novos valores, apresentados pela REN em 2007, de factores de ajustamento para perdas relativos às redes de transporte em MAT e AT.

III/J - REVISÃO TARIFÁRIA ASSOCIADA AO DECRETO-LEI N.º 240/2004, DE 27 DE DEZEMBRO

A ERSE acolhe a solicitação do Conselho Tarifário de ficar expresso no documento final das tarifas para 2008 o seu comprometimento em proceder às alterações tarifárias em conformidade com o estabelecido no Decreto-Lei n.º 240/2004, sem no entanto as calendarizar com exactidão, uma vez que, embora com data prevista, a conclusão do processo de titularização dos CMEC, por parte da EDP Gestão da Produção, não se encontrar ainda garantida.

III/L - PLANO DE PROMOÇÃO DA EFICIÊNCIA NO CONSUMO DE ENERGIA ELÉCTRICA (PPEC)

A ERSE concorda com a recomendação do CT, no sentido de o relatório do PPEC ser conhecido aquando da discussão da Proposta Tarifária.

De facto, e de acordo com os prazos publicados nas Regras do PPEC, a ERSE envidará esforços no sentido do seu melhor cumprimento, permitindo que no dia 31 de Julho de 2008 sejam aprovadas as candidaturas ao PPEC 2009, e que findo o prazo de reclamações, sejam então conhecidos publicamente os resultados do concurso.

III/M - QUALIDADE DE SERVIÇO

A ERSE reconhece-se nos comentários realizados pelo Conselho Tarifário em relação à Qualidade de Serviço.

III/G - DOCUMENTO COMPLEMENTAR RELATIVO À COMPARAÇÃO INTERNACIONAL DE TARIFAS E PREÇOS

Conforme apontado pelo CT e pela própria ERSE, os dados de preços recolhidos através do Eurostat enfermam de vários problemas, nomeadamente no que se refere à falta de consistência dos valores apresentados. Estas inconsistências são evidenciadas pelas divergências entre os valores dos preços de energia eléctrica publicados pelo Eurostat e pelo ERGEG. No caso do Eurostat a informação é fornecida pelos governos e no caso do ERGEG pelas entidades reguladoras. Esta situação decorre da utilização de pressupostos diferentes, por alguns países, na aplicação das tarifas para o mesmo consumidor-tipo.

Face aos problemas evidenciados, a ERSE opta pela não publicação do documento complementar relativo à comparação internacional dos preços de energia eléctrica em 1 de Janeiro de 2007 de modo a evitar que dele se retirem conclusões potencialmente erradas. No entanto, e porque se reconhece a mais valia que um estudo de comparação internacional de preços apresenta, a ERSE vai empenhar-se na realização de um trabalho em cooperação com a CNE, no âmbito do MIBEL, que permita a obtenção de resultados credíveis e fidedignos ao nível da comparação internacional de preços da electricidade (Mercado Ibérico), dando seguimento ao expresso no parecer do CT.