

**AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 E
2007 A REPERCUTIR NAS TARIFAS DE
2008**

-PORTUGAL-

Dezembro de 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

1	INTRODUÇÃO	1
2	ANÁLISE DO BALANÇO DE ENERGIA ELÉCTRICA.....	3
2.1	Balanço de energia eléctrica no Continente.....	3
2.2	Balanço de energia eléctrica na Região Autónoma dos Açores	7
2.3	Balanço de energia eléctrica na Região Autónoma da Madeira	9
3	DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DAS EMPRESAS REGULADAS	13
3.1	REN.....	13
3.2	EDP Distribuição	16
3.3	EDA.....	19
3.4	EEM.....	22
4	AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 NO CONTINENTE	25
4.1	Aquisição de Energia Eléctrica.....	25
4.1.1	Ajustamento da componente fixa.....	25
4.1.1.1	Custos fixos dos CAE imputados à Tarifa de Energia e Potência	27
4.1.1.2	Custos decorrentes dos CAE imputados à tarifa UGS	30
4.1.1.3	Custos com aquisição de energia eléctrica a Produtores em Regime Especial e à EDIA, imputados à tarifa de Energia e Potência	31
4.1.1.4	Outros custos do exercício associados à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica	34
4.1.1.5	Proveitos facturados no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica	34
4.1.1.6	Ganhos comerciais	35
4.1.1.7	Decomposição do desvio da componente fixa dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica	36
4.1.2	Ajustamento da componente variável.....	39
4.2	Gestão Global do Sistema	49
4.2.1	Custos de gestão do sistema.....	51
4.2.2	Custos com serviços do sistema.....	53
4.2.3	Custos com a aquisição de energia à EDIA e a produtores em regime especial imputados à actividade de Gestão Global do Sistema	54
4.2.4	Outros proveitos da actividade de Gestão Global do Sistema	55
4.2.5	Decomposição do desvio dos proveitos permitidos na actividade de Gestão Global do Sistema.....	56
4.3	Transporte de Energia Eléctrica.....	58
4.3.1	Amortizações e valor médio dos activos a remunerar	60
4.3.2	Outros custos (OC ^T) na actividade de Transporte de Energia Eléctrica.....	61

4.3.3	Outros Proveitos (S^T) na actividade de Transporte de Energia Eléctrica	62
4.3.4	Custos com a promoção do desempenho ambiental.....	63
4.3.5	Decomposição do desvio e dos proveitos permitidos na actividade de Transporte de Energia Eléctrica	64
4.4	Distribuição de Energia Eléctrica	66
4.4.1	Energia eléctrica entregue pelas redes de distribuição	68
4.4.2	Nível de perdas nas redes de distribuição	68
4.4.3	Incentivo à melhoria da Qualidade de Serviço.....	70
4.4.4	Custos com a promoção do desempenho ambiental.....	74
4.5	Comercialização de Redes	75
4.6	Comercialização	78
4.7	Actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica.....	82
4.8	Proveitos a proporcionar por actividade no Continente.....	84
5	AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES.....	87
5.1	Metodologia de cálculo dos custos reais aceites	88
5.2	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	89
5.2.1	Custos com a aquisição de energia eléctrica ao Sistema Independente dos Açores	90
5.2.2	Amortizações e valor médio dos activos a remunerar	91
5.2.3	Custos anuais de exploração	92
5.2.3.1	Custo com os combustíveis	92
5.2.3.2	Lubrificantes	99
5.2.3.3	Licenças de CO ₂	100
5.2.3.4	Restantes custos de exploração.....	100
5.2.4	Outros proveitos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.....	100
5.2.5	Ajustamento da aditividade tarifária	101
5.3	Distribuição de Energia Eléctrica	102
5.3.1	Amortizações e valor médio dos activos a remunerar	103
5.3.2	Custos anuais de exploração	104
5.3.3	Outros proveitos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	105
5.4	Comercialização de Energia Eléctrica.....	107
5.4.1	Amortizações e valor médio dos activos a remunerar	108
5.4.2	Custos anuais de exploração	109
5.4.3	Outros proveitos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica.....	110
5.5	Proveitos a proporcionar por actividade na Região Autónoma dos Açores	111

6	AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA	112
6.1	EEM.....	112
6.1.1	Amortizações e valor médio dos activos a remunerar	112
6.1.2	Custos anuais de exploração da EEM.....	113
6.1.3	Outros proveitos da EEM	116
6.2	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	118
6.2.1	Amortizações e valor médio dos activos a remunerar	120
6.2.2	Custos com aquisição de energia eléctrica.....	121
6.2.2.1	Custos com a aquisição de energia eléctrica ao SPM.....	121
6.2.2.2	Custos com aquisição de energia eléctrica ao SIM	122
6.2.3	Custos anuais de exploração afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.....	123
6.2.4	Outros proveitos afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.....	126
6.2.5	Decomposição dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.....	127
6.3	Distribuição de Energia Eléctrica	128
6.3.1	Amortizações e valor médio dos activos a remunerar	130
6.3.2	Custos anuais de exploração afectos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	131
6.3.3	Outros proveitos afectos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	133
6.3.4	Decomposição dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	134
6.4	Comercialização de Energia Eléctrica.....	135
6.4.1	Amortizações e valor médio dos activos a remunerar	137
6.4.2	Custos anuais de exploração afectos à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica.....	138
6.4.3	Outros proveitos afectos à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica.....	140
6.4.4	Decomposição dos proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	140
6.5	Proveitos a proporcionar por actividade na Região Autónoma da Madeira	142
7	AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2007, NO CONTINENTE	145
7.1	Aquisição de Energia Eléctrica.....	145
7.1.1	Ajustamento da componente fixa.....	145
7.1.1.1	Custos fixos imputados à tarifa de Energia e Potência.....	146
7.1.1.2	Custos com aquisição de energia eléctrica à EDIA	151
7.1.1.3	Outros custos do exercício associados à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica	152
7.1.1.4	Outros proveitos facturados no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica.....	152
7.1.1.5	Custos aceites <i>a posteriori</i>	153

7.1.1.6	Decomposição do desvio e da componente fixa da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica.....	154
7.1.2	Ajustamento da componente variável referente ao 1º semestre de 2007	155
7.2	Compra e Venda de Energia Eléctrica	166
8	ESCLARECIMENTOS SOLICITADOS ÀS EMPRESAS.....	167
8.1	REN.....	167
8.2	EDA.....	172
8.2.1	Questões comuns às 3 actividades	172
8.2.1.1	Investimentos do ano de 2006.....	172
8.2.1.2	Investimentos Não Desagregados de 2006.....	175
8.2.1.3	Custos e Proveitos Financeiros	177
8.2.1.4	Custos de Estrutura Por Área de Negócio.....	178
8.2.1.5	Vendas de Energia Eléctrica.....	180
8.2.1.6	Prestações de Serviços	182
	Resposta da eda:.....	183
8.2.1.7	Subsídios ao Investimento.....	183
8.2.1.8	Balanço.....	185
8.2.1.9	Outros Custos Operacionais.....	188
8.2.1.10	Impostos Diferidos	190
8.2.2	Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.....	191
8.2.2.1	Resultado Líquido.....	191
8.2.2.2	Contabilização das Licenças de CO ₂	192
8.2.2.3	Custos com Combustíveis e Lubrificantes.....	194
8.2.3	Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	197
8.2.3.1	Subsídios ao Investimento.....	197
8.2.4	Plano de promoção do desempenho ambiental (PPDA)	199
8.2.4.1	Acções aceites para 2006	199
8.3	EEM.....	201
8.3.1	Balanço de energia eléctrica - quantidades	201
8.3.2	Provisões e utilizações do exercício:	201
8.3.3	Proveitos Extraordinários	202
8.3.4	Combustíveis.....	203
8.3.5	Licenças de Co ₂	204
8.3.5.1	Interpretação Técnica nº 4 - ano 2005.....	204
8.3.5.2	Interpretação Técnica nº 4 - ano 2006.....	206
8.3.6	Plano de Promoção do Desempenho Ambiental	209
8.3.7	Direitos de Passagem	210
	ANEXOS.....	211

ANEXO I - PLANO DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL DA REN	213
ANEXO II - PLANO DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL DA EDP DISTRIBUIÇÃO	223
ANEXO III - PLANO DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL DA EDA	237
ANEXO IV - PLANO DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL DA EEM.....	249
ANEXO V - PLANO DE GESTÃO DA PROCURA.....	259

ÍNDICE QUADROS

Quadro 2-1 - Consumo referido à emissão	4
Quadro 2-2 - Balanço de energia eléctrica da REN	5
Quadro 2-3 - Balanço de energia eléctrica da EDP Distribuição	6
Quadro 2-4 - Balanço de energia eléctrica da EDA	8
Quadro 2-5 - Balanço de energia eléctrica da EEM.....	11
Quadro 3-1 - Balanço da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. em 2006.....	14
Quadro 3-2 - Demonstração de Resultados da REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A. em 2006.....	15
Quadro 3-3 - Balanço da EDP Distribuição em 2006.....	16
Quadro 3-4 - Balanço da EDP Distribuição em 2006 (cont)	17
Quadro 3-5 - Demonstração de resultados da EDP Distribuição em 2006	18
Quadro 3-6 - Balanço da EDA em 2006.....	20
Quadro 3-7 - Demonstração de Resultados da EDA em 2006	21
Quadro 3-8 - Balanço da EEM em 2006	23
Quadro 3-9 - Demonstração de Resultados da EEM em 2006.....	24
Quadro 4-1 - Cálculo do ajustamento da componente fixa dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica em 2006	27
Quadro 4-2 - Custos com a Aquisição de Energia Eléctrica	28
Quadro 4-3 - Comparação do encargo de potência implícito nas Tarifas 2006 e o encargo de potência ocorrido em 2006 (preços correntes)	28
Quadro 4-4 - Variáveis monetárias utilizadas no cálculo dos Encargos de Potência.....	30
Quadro 4-5 - Cálculo da reserva girante	31
Quadro 4-6 - Cálculo dos custos de aquisição de energia eléctrica aos PRE e EDIA	32
Quadro 4-7 - Produção em Regime Especial entre 2001 e 2006	33
Quadro 4-8 - Outros custos da AEE.....	34
Quadro 4-9 - Outros proveitos da AEE	35
Quadro 4-10 - Ganho Comercial em 2006.....	36
Quadro 4-11 - Ajustamento da componente variável relativo a 2006 na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica	39
Quadro 4-12 - Encargos variáveis e encargos de combustíveis implícitos nas Tarifas 2006 e ocorridos em 2006.....	42
Quadro 4-13 - Custos unitários dos combustíveis implícitos nas Tarifas 2006 e ocorridos em 2006 ...	43
Quadro 4-14 - Produção para abastecimento dos clientes do comercializador de último recurso ocorrida em 2006 e implícita nas Tarifas 2006	44
Quadro 4-15 - Produção das centrais térmicas implícitas nas tarifas de 2006 e ocorrida em 2006	46
Quadro 4-16 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade GGS em 2006.....	50
Quadro 4-17 - Movimentos no activo líquido a remunerar	52
Quadro 4-18 - Outros custos da GGS.....	53
Quadro 4-19 - Custos do sistema	53

Quadro 4-20 - Custos com a aquisição de energia à EDIA e a produtores em regime especial imputados à actividade de Gestão Global do Sistema	54
Quadro 4-21 - Outros proveitos da GGS.....	56
Quadro 4-22 - Cálculo do ajustamento na actividade TEE	59
Quadro 4-23 - Movimentos no activo líquido a remunerar	60
Quadro 4-24 - Outros Custos (OC^T) na actividade TEE	62
Quadro 4-25 - Outros proveitos (S^T) na actividade TEE	62
Quadro 4-26 - Custos com a promoção do desempenho ambiental - REN	64
Quadro 4-27 - Cálculo do ajustamento na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	67
Quadro 4-28 - Energia entregue pelas redes da distribuição	68
Quadro 4-29 - Valores de perdas de referência e valores limite do incentivo à redução de perdas na rede de distribuição	69
Quadro 4-30 - Valores dos parâmetros de qualidade de serviço em vigor para 2006	71
Quadro 4-31 - Determinação do valor de energia distribuída e da energia não distribuída, em 2006 ..	72
Quadro 4-32 - Valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2006 ...	73
Quadro 4-33 - Custos com a promoção do desempenho ambiental - EDP.....	74
Quadro 4-34 - Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização de Redes, em 2006.....	75
Quadro 4-35 - Cálculo do ajustamento na actividade de Comercialização de Redes.....	76
Quadro 4-36 - Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização, em 2006	78
Quadro 4-37 - Cálculo do ajustamento na actividade de Comercialização	79
Quadro 4-38 - Custos incorridos e aceites para o PGP em 2005 e em 2006.....	81
Quadro 4-39 - Repartição dos custos com o PGP de 2006.....	81
Quadro 4-40 - Cálculo do ajustamento na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	83
Quadro 4-41 - Proveitos permitidos em 2006 e ajustamento em 2008	85
Quadro 5-1 - Metodologia de cálculo dos custos de exploração aceites.....	88
Quadro 5-2 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	90
Quadro 5-3 - Custos com aquisição de energia eléctrica ao SIA	90
Quadro 5-4 - Movimentos no activo líquido a remunerar	91
Quadro 5-5 - Custos de exploração na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.....	92
Quadro 5-6 - Custos com combustíveis previstos e verificados	93
Quadro 5-7 - Custos unitários	93
Quadro 5-8 – Determinação do custo unitário com o fuelóleo de 2006 com base em valores reais	94
Quadro 5-9 - Produção e consumo específico RAA	96
Quadro 5-10 - Comparação do custo médio unitário do gasóleo consumido para produção de energia eléctrica pela EDA e pela EEM	99
Quadro 5-11 - Custos com Lubrificantes.....	100
Quadro 5-12 - Outros proveitos da AGS	101

Quadro 5-13 - Cálculo do ajustamento para tarifas aditivas	101
Quadro 5-14 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	103
Quadro 5-15 - Movimentos no activo líquido a remunerar	104
Quadro 5-16 - Custos de exploração na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	105
Quadro 5-17 - Outros proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	106
Quadro 5-18 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	108
Quadro 5-19 - Movimentos no activo líquido a remunerar	109
Quadro 5-20 - Custos de exploração na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica.....	110
Quadro 5-21 - Outros proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	110
Quadro 5-22 - Proveitos permitidos em 2006 e ajustamento em 2008, na RAA.....	111
Quadro 6-1 - Movimentos no activo líquido a remunerar	113
Quadro 6-2 - Custos anuais de exploração da EEM.....	114
Quadro 6-3 - Outros Proveitos da EEM	117
Quadro 6-4 - Cálculo do ajustamento na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.....	119
Quadro 6-5 - Movimentos no activo líquido a remunerar	121
Quadro 6-6 - Custos com a Aquisição de Energia Eléctrica ao SPM	122
Quadro 6-7 - Custos Permitidos com a Aquisição de Energia Eléctrica ao SIM	122
Quadro 6-8 - Aquisição de Energia Eléctrica ao SIM.....	123
Quadro 6-9 - Custos anuais de exploração afectos a AGS	124
Quadro 6-10 - Peso dos custos de exploração no total da EEM	124
Quadro 6-11 - Comparação entre os custos com os combustíveis em 2006 previstos e verificados	125
Quadro 6-12 - Comparação entre o custo com o fuelóleo em 2006 previsto e o verificado.....	126
Quadro 6-13 - Outros proveitos afectos a AGS	126
Quadro 6-14 - Cálculo do ajustamento na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	129
Quadro 6-15 - Movimentos no activo líquido a remunerar	131
Quadro 6-16 - Custos anuais de exploração afectos a DEE	132
Quadro 6-17 - Peso dos custos de exploração no total da EEM	133
Quadro 6-18 - Outros proveitos afectos a DEE.....	133
Quadro 6-19 - Cálculo do ajustamento na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica.....	136
Quadro 6-20 - Movimentos no activo líquido a remunerar	138
Quadro 6-21 - Custos anuais de exploração afectos a CEE	139
Quadro 6-22 - Peso dos custos de exploração no total da EEM	140
Quadro 6-23 - Outros proveitos afectos a CEE.....	140
Quadro 6-24 - Proveitos permitidos em 2006 e ajustamento em 2008	143
Quadro 7-1 - Ajustamento da componente fixa relativo ao 1º semestre de 2007 na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica.....	146
Quadro 7-2 - Custos fixos dos CAE	147

Quadro 7-3 - Encargo de Potência no primeiro semestre de 2007 implícito nas Tarifas 2007 e o estimado pela REN no corrente ano para esse período (preços correntes)	148
Quadro 7-4 - Custo da reserva girante.....	151
Quadro 7-5 - Custos de aquisição de energia eléctrica à EDIA.....	151
Quadro 7-6 - Outros custos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica	152
Quadro 7-7 - Outros proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica	152
Quadro 7-8 - Ganho Comercial no 1º trimestre de 2007.....	153
Quadro 7-9 - Ajustamento da componente variável relativo a 2007 na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica	155
Quadro 7-10 - Desvio de quantidades valorizadas aos custos marginais	158
Quadro 7-11 – Encargos variáveis e encargos de combustíveis para o primeiro semestre de 2007, implícitos nas Tarifas 2007 e estimados pela REN em 2007	159
Quadro 7-12 - Custos unitários dos combustíveis para o primeiro semestre de 2007, implícitos nas Tarifas 2007 e estimados pela REN em 2007	160
Quadro 7-13 - Produção no primeiro semestre de 2007 para abastecimento dos clientes do comercializador de último recurso estimada para 2007 e implícita nas Tarifas 2007 .	161
Quadro 7-14 - Produção das centrais térmicas no primeiro semestre de 2007 implícitas nas tarifas de 2007 e estimadas em 2007	163
Quadro 7-15 - Cálculo do ajuste provisório na actividade CVEE	166
Quadro 8-1 - Valorização das licenças	207

ÍNDICE FIGURAS

Figura 4-1 - Análise das diferenças entre o encargo de potência implícito nas Tarifas 2006 e o encargo de potência verificado em 2006	29
Figura 4-2 - Evolução da PRE entre 2001 e 2006	33
Figura 4-3 - Decomposição do desvio na actividade de AEE em 2006	38
Figura 4-4 - Desvio dos encargos variáveis de aquisição de energia eléctrica em 2006	41
Figura 4-5 - Impacte da estrutura de produção das centrais térmicas e da evolução dos custos de combustíveis	47
Figura 4-6 - Investimento na actividade de Gestão Global do Sistema	51
Figura 4-7 - Sobrecusto com a aquisição aos produtores em regime especial	55
Figura 4-8 - Decomposição do desvio dos proveitos permitidos da actividade de GGS em 2006	57
Figura 4-9 - Investimentos na actividade de Transporte de Energia Eléctrica	61
Figura 4-10 - Compensação entre TSO	63
Figura 4-11 - Decomposição do desvio na actividade de TEE, em 2006	65
Figura 4-12 - Evolução das perdas verificadas na rede de distribuição no referencial da saída, e perdas de referência para o período regulatório de 2006-2008	69
Figura 4-13 - Incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2006	73
Figura 4-14 - Decomposição dos proveitos permitidos da actividade de Credes (real 2006 e tarifas 2006)	77
Figura 4-15 - Decomposição dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização (real 2006 e Tarifas 2006)	80
Figura 5-1 - Custos com fuelóleo por ilha, considerados na definição do ajustamento de 2006	95
Figura 5-2 - Preços FOB do fuelóleo Cargoes NWE 1% (consumido em Setúbal) e Barges ARA 3,5% (consumido nos Açores)	97
Figura 5-3 - Evolução da taxa de câmbio EUR/USD entre Junho de 2004 e Dezembro de 2006	98
Figura 5-4 - Custo do gasóleo consumido para produção de energia eléctrica pela EDA e EEM	99
Figura 6-1 - Decomposição dos proveitos permitidos da actividade de AGS	127
Figura 6-2 - Decomposição dos proveitos permitidos da actividade de DEE	134
Figura 6-3 - Decomposição dos proveitos permitidos da actividade de CEE	141
Figura 7-1 - Análise do desvio entre o encargo de potência do primeiro semestre de 2007 implícito nas Tarifas 2007 e o estimado pela REN	149
Figura 7-2 - Decomposição do desvio na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica no 1.º semestre de 2007	154
Figura 7-3 - Desvio dos encargos variáveis de aquisição de energia eléctrica estimados para o 1.º semestre de 2007	157
Figura 7-4 - Evolução da produtividade hidroeléctrica	162
Figura 7-5 - Estruturas de produção no primeiro semestre de 2007 estimadas em 2007 e implícitas nas Tarifas 2007	163
Figura 7-6 - Impacte da estrutura de produção das centrais térmicas e da evolução dos custos de combustíveis	164
Figura 8-1 - Valor aceite de PPDA - 2006	209

1 INTRODUÇÃO

Neste documento analisa-se o ano de 2006 e a actividade de Aquisição de Energia Eléctrica no 1º semestre de 2007, de forma a determinar os ajustamentos a repercutir em 2008. Relativamente a 2006, faz-se uma análise do balanço de energia eléctrica e das contas reguladas, por actividade, das empresas reguladas (REN, EDP Distribuição, EDA e EEM) e comparam-se os valores ocorridos com os que tinham sido considerados para o cálculo das tarifas a vigorar em 2006. Analisam-se e determinam-se as diferenças entre valores reais e provisórios e calculam-se os ajustamentos a considerar em cada actividade.

No que se refere a 2007, calcula-se o valor provisório do ajustamento das componentes fixa e variável dos proveitos relativos ao 1º semestre da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e o ajuste dos meses de Julho e Agosto da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica.

O documento encontra-se estruturado da seguinte forma:

- No capítulo 2 compara-se o balanço de energia eléctrica verificado em 2006 com os valores previstos pela ERSE em 2005 para tarifas 2006.
- No capítulo 3 apresentam-se as demonstrações financeiras, por actividade, enviadas pelas empresas reguladas.
- Nos capítulos 4, 5 e 6 analisa-se e procede-se ao cálculo dos ajustes referentes a 2006 de cada uma das actividades reguladas em Portugal continental, na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira, respectivamente.
- No capítulo 7 calculam-se e justificam-se as principais parcelas do ajustamento relativo ao 1º semestre de 2007 na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e calcula-se o desvio referente aos meses de Julho e Agosto de 2007 na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica.

Finalmente, no capítulo 8, anexam-se os pedidos de esclarecimentos às empresas de alguns valores respeitantes a 2006 e as respostas enviadas pelas empresas.

Todas as referências a artigos, bem como, designações e siglas utilizadas ao longo deste documento estão de acordo com o Regulamento Tarifário emitido pelo Despacho n.º 17 744-A/2007, de 10 de Agosto, excepto para a actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Compra e Venda de Energia Eléctrica, para a qual se aplica o Regulamento Tarifário emitido pelo Despacho n.º 9 499-A/2003, de 14 de Maio.

2 ANÁLISE DO BALANÇO DE ENERGIA ELÉCTRICA

2.1 BALANÇO DE ENERGIA ELÉCTRICA NO CONTINENTE

A comparação do balanço de energia eléctrica verificado em 2006 com os valores previstos em 2005 para fixação das tarifas de 2006 evidencia as seguintes diferenças:

- O consumo referido à emissão atingiu 49 176,8 GWh situando-se 0,6% abaixo do valor previsto.
- As entregas da EDIA e dos produtores em regime especial situaram-se 10% abaixo do valor previsto.
- A energia eléctrica emitida pelos produtores no mercado livre (ML) situou-se 40,8% acima do valor previsto, enquanto que as importações se situaram 23,8% abaixo do valor previsto.
- O desvio nas previsões da bombagem foi superior a 100%.
- Os consumos reais no mercado livre (7 161 GWh) e no mercado regulado (38 298 GWh) atingiram 45 459 GWh, o que significa que o desvio relativamente ao previsto foi inferior a 1%. Por nível de tensão o maior desvio em termos absolutos ocorreu no nível da BTE (+ 146 GWh) a que corresponde um desvio relativo na ordem dos 4%.
- O mercado liberalizado ficou aquém das estimativas, em cerca de 33,5% tendo o consumo do mercado liberalizado atingido os 7,2 TWh, enquanto se estimavam 10,8 TWh.
- A taxa de perdas¹ nas redes de distribuição ficou aquém do valor de referência em cerca de 1,2 pontos percentuais. A redução da taxa de perdas resultou da recuperação de facturação e da alteração de metodologia de cálculo da energia em contadores cujo montante a EDP Distribuição estima em cerca de 400 GWh. Corrigido deste efeito a taxa de perdas em 2006 situava-se em 8,2%.

¹ Taxa de perdas = Perdas / Fornecimentos de energia eléctrica x 100

Quadro 2-1 - Consumo referido à emissão

	2005 (real)	2006 (real)	Tarifas 2006			Proposta REN e Distribuidores Vinculados para Tarifas 2006 ^[1]		
			GWh	2006 (real - previsto)		GWh	2006 (real - previsto)	
	GWh	GWh		%	GWh		%	
Emissão centrais com CAE	29 812,4	29 323,6	28 410,0	913,6	3,2%	26 560,1	2 763,5	10,4%
CPPE	18 824,2	20 887,7	19 002,0	1 885,7	9,9%	18 444,8	2 442,9	13,2%
Tejo Energia	4 701,3	4 376,0	4 765,0	-389,0	-8,2%	4 228,2	147,8	3,5%
Turbogás	6 286,9	4 059,9	4 643,0	-583,1	-12,6%	3 887,1	172,8	4,4%
Emissão SEI	18 697,5	20 475,0	21 343,6	-868,6	-4,1%	22 796,2	-2 321,2	-10,2%
EDIA	77,3	53,6	331,9	-278,3	-83,9%	331,9	-278,3	-83,9%
PRE	6 550,3	8 756,7	9 451,4	-694,7	-7,4%	9 451,4	-694,7	-7,4%
Mercado Livre	5 250,4	6 223,9	4 420,4	1 803,5	40,8%	3 013,0	3 210,9	106,6%
Saldo importador	6 819,5	5 440,8	7 139,9	-1 699,1	-23,8%	9 999,9	-4 559,1	-45,6%
Energia Entrada na Rede	48 509,9	49 798,6	49 753,6	45,0	0,1%	49 356,3	442,3	0,9%
Bombagem	564,4	621,8	278,0	343,8	123,7%	153,1	468,7	306,1%
Emissão	47 945,5	49 176,8	49 475,6	-298,8	-0,6%	49 203,2	-26,4	-0,1%

Nota: ^[1] Balanço de energia eléctrica compatível REN e EDP Distribuição

Fonte: ERSE, REN e EDP Distribuição

Quadro 2-2 - Balanço de energia eléctrica da REN

	2005 (real)	2006 (real)	Tarifas 2006			Proposta REN para Tarifas 2006		
			GWh	2006 (real - previsto)		GWh	2006 (real - previsto)	
	GWh	GWh			%		GWh	GWh
Compras a centrais com CAE	29 815,8	29 326,1	28 410,0	916,1	3,2%	26 560,1	2 766,0	10,4%
CPPE	18 827,6	20 890,2	19 002,0	1 888,2	9,9%	18 445	2 445,4	13,3%
Tejo Energia	4 701,3	4 376,0	4 765,0	-389,0	-8,2%	4 228	147,8	3,5%
Turbogás	6 286,9	4 059,9	4 643,0	-583,1	-12,6%	3 887	172,8	4,4%
Compras ao SEI	18 703,6	20 518,6	21 343,6	-825,0	-3,9%	22 803,2	-2 284,6	-10,0%
EDIA	77,3	53,6	331,9	-278,3	-83,9%	332	-278,3	-83,9%
PRE	6 544,0	8 780,3	9 451,4	-671,1	-7,1%	9 451	-671,1	-7,1%
Mercado Livre	5 262,8	6 243,9	4 420,4	1 823,5	41,3%	5 880	363,9	6,2%
Saldo importador ^[1]	6 819,5	5 440,8	7 139,9	-1 699,1	-23,8%	7 140	-1 699,1	-23,8%
Total da energia entrada	48 519,4	49 844,7	49 753,6	91,1	0,2%	49 363,3	481,4	1,0%
Consumos Próprios da REN	9,5	10,4	9,5	0,9	9,5%	10	0,9	9,5%
Bombagem	564,4	621,8	278,0	343,8	123,7%	153	468,7	306,1%
Compensação Síncrona	29,0	16,8	40,0	-11,0	-27,5%	40	-51,0	-127,5%
Distribuidores	36 973,4	41 346,2	37 378,5	3 967,7	10,6%	38 651	2 695,4	7,0%
Vendas a clientes no ML	10 294,9	7 287,7	11 352,3	-4 064,6	-35,8%	9 820	-2 532,2	-25,8%
Total de energia saída	47 871,2	49 282,9	49 058,2	224,7	0,5%	48 673,3	609,6	1,3%
Perdas	648,2	561,8	695,4	-133,6	-19,2%	690,0	-128,2	-18,6%
Perdas/ Emissão	1,3%	1,1%	1,4%		-0,27 p.p.	1,4%		-0,27 p.p.

Nota: ^[1] Importações - exportações (inclui as importações a pedido do SENV)

Fonte: ERSE e REN

Quadro 2-3 - Balanço de energia eléctrica da EDP Distribuição

	2005 (real)	2006 (real)	Tarifas 2006			Proposta EDP Distribuição para Tarifas 2006		
			GWh	2006 (real - previsto)		GWh	2006 (real - previsto)	
	GWh	GWh		GWh	%		GWh	%
Compras para clientes do MR REN e PRE	36 071	38 884	37 378	1 505	4,0%	36 359	2 525	6,9%
Parcela livre ^[1]	903	2 462	0	2 462		0	2 462	
Clientes do ML	10 295	7 288	11 352	-4 065	-35,8%	12 115	-4 827	-39,8%
Total de energia entrada	47 268	48 634	48 731	-97	-0,2%	48 474	160	0,3%
Fornecimentos ao Grupo EDP ^[2]								
Distribuidores	25	0	30	-30	-100,0%	30	-30	-100,0%
CPPE	7	7	7	0	-4,3%	7	0	-4,3%
Entregas a clientes do ML	9 633	7 161	10 765	-3 604	-33,5%	11 408	-4 247	-37,2%
MAT	37	41	120	-79		120	-79	
AT	157	98	300	-202	-67,2%	203	-104	-51,5%
MT	8 489	5 820	8 916	-3 096	-34,7%	8 972	-3 152	-35,1%
BTE	951	1 190	1 429	-239	-16,8%	1 429	-239	-16,8%
BT	0	13	0	13		684	-671	-98,1%
Fornecimentos a clientes do MR	34 164	38 298	34 271	4 027	11,8%	33 387	4 910	14,7%
MAT	1 265	1 377	1 217	160	13,1%	1 217	160	13,1%
AT	5 149	5 372	5 037	335	6,7%	5 133	239	4,7%
MT	5 091	8 603	5 530	3 073	55,6%	5 380	3 223	59,9%
BTE	2 347	2 313	1 928	385	20,0%	1 906	407	21,3%
BTN	19 014	19 235	19 232	3	0,0%	18 424	812	4,4%
IP	1 299	1 399	1 328	71	5,3%	1 328	71	5,3%
Total de energia saída	43 829	45 466	45 073	393	0,9%	44 832	634	1,4%
Perdas	3 439	3 168	3 658	-490	-13,4%	3 642	-474	-13,0%
Perdas/ Fornecimentos de Energia	8,1%	7,2%	8,4%			8,4%		

Notas:

^[1] Compras ao SEI no âmbito da parcela livre^[2] Consumos nas instalações das empresas do Grupo EDP

Fonte: ERSE e EDP Distribuição

2.2 BALANÇO DE ENERGIA ELÉCTRICA NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

A comparação do balanço de energia eléctrica verificado em 2006 com os valores previstos em 2005 para fixação das tarifas de 2006 evidencia as seguintes diferenças:

- O consumo referido à emissão, na Região Autónoma dos Açores atingiu os 762,4 GWh apresentando um desvio inferior em 5,3%.
- A produção das centrais da EDA situou-se abaixo das previsões em 43,6 GWh (-6,3%);
- As aquisições a produtores do SIA registaram, em 2006, um desvio negativo de 1,4 GWh.
- Os fornecimentos no Mercado Regulado atingiram 701,3 GWh, o que significa que o desvio negativo relativamente ao previsto foi na ordem dos 3,3%. Por nível de tensão verificou-se um desvio negativo no nível de tensão de MT na ordem dos 2,3% (-6,3 GWh) relativamente ao previsto, enquanto que os consumos em BT ficaram aquém das previsões em 3,8% (-17,3 GWh).
- A taxa de perdas² foi inferior ao valor previsto, em 2,37 pontos percentuais.

² Taxa de perdas = Perdas na rede / Fornecimentos x 100

Quadro 2-4 - Balanço de energia eléctrica da EDA

	2005 (real)	2006 (real)	Tarifas 2006 = Proposta EDA		
			MWh	2006 (real - previsto)	
	MWh	MWh		MWh	%
Produção					
Centrais da EDA	633 270	650 154	693 766	-43 612	-6,3%
Consumo e perdas nas centrais	17 869	18 330	20 735	-2 405	-11,6%
Emissão própria	615 401	631 824	673 031	-41 207	-6,1%
Outros produtores do SPA	0	0	0	0	
Produtores do SIA	116 806	130 545	131 958	-1 413	-1,1%
Consumo referido à emissão	732 207	762 369	804 989	-42 620	-5,3%
Consumos próprios	1 436	1 861	1 750	111	
Fornecimentos	666 085	701 308	724 881	-23 573	-3,3%
Entregas a clientes do Mercado Livre	0	0	0	0	
Fornecimentos no Mercado Regulado	666 085	701 308	724 881	-23 573	-3,3%
MT	253 434	264 562	270 828	-6 266	-2,3%
BT	412 651	436 746	454 053	-17 307	-3,8%
Energia saída da rede	667 521	703 169	726 631	-23 462	-3,2%
Perdas na rede	64 686	59 200	78 358	-19 158	-24,4%
Taxa de perdas^[1]	9,71%	8,44%	10,81%		-2,37 p.p.

Nota: ^[1] Taxa de perdas = Perdas na rede / Fornecimentos x 100

Fonte: EDA

2.3 BALANÇO DE ENERGIA ELÉCTRICA NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

No Quadro 2-5 é apresentado o balanço de energia eléctrica da EEM analisando-se os valores verificados em 2005 e em 2006 e os valores aceites em 2005 para o processo de cálculo das tarifas para 2006. Da análise do quadro evidenciam-se os seguintes pontos:

- Entre 2005 e 2006, o total da energia entrada na rede apresenta um crescimento de 3,4% resultante de um aumento de 3,9% na emissão própria e de um aumento na quantidade de energia adquirida a produtores do SIM (9,0%). O consumo referido à emissão apresenta um crescimento de 3,2% entre 2005 e 2006, valor inferior ao total da energia entrada na rede em sequência da contabilização de 1 949 MWh de energia utilizada em bombagem em 2006. Por comparação com os valores previstos para o processo de cálculo das tarifas de 2006, o consumo referido à emissão em 2006 apresenta um desvio negativo de 42 151 MWh (-4,4%, em termos relativos), resultante de um menor nível de energia entrada na rede (-43 502 MWh) e consequentemente, de um menor nível de energia utilizada em bombagem, traduzidos numa quebra de 1 351 MWh, em termos absolutos e de cerca de 41%, em termos relativos. Apesar do crescimento na quantidade de energia adquirida a outros produtores do SPM (0,2%) e a produtores do sistema independente (1,2%) entre os valores verificados em 2006 e os previstos para o cálculo das tarifas de 2006, o peso da emissão própria da EEM na quantidade total de energia entrada na rede explica o seu decréscimo referido anteriormente, uma vez que a produção das centrais da EEM apresenta um desvio negativo de 6,6%, entre o valor verificado em 2006 e o aceite para tarifas de 2006.
- O fornecimento de energia eléctrica no mercado regulado em 2006 atingiu 833 402 MWh, traduzindo-se num decréscimo de 41 042 MWh face aos valores previstos em 2005 para tarifas de 2006. Para esta evolução contribuiu o desvio negativo de 29 082 MWh no fornecimento em AT/MT, representando uma variação de -14,7%, e o desvio negativo de 11 960 MWh no fornecimento em BT, traduzindo-se numa variação negativa de 1,8% face ao previsto em 2005 no processo de cálculo das tarifas para 2006.

A taxa de crescimento dos fornecimentos no mercado regulado entre 2005 e 2006 foi de 3,8%, apresentando-se como a taxa mais reduzida no período 1997-2006, sendo fortemente condicionada pela redução dos fornecimentos em AT/MT³ que apresentam uma quebra de 3,3% entre 2005 e 2006, em sequência de um arrefecimento da actividade económica da região, nomeadamente ao nível da indústria e das obras públicas, e da implementação de medidas de

³ Em 2005, encontram-se contabilizados 590 MWh no fornecimento em MT de energia referente a 2005 mas facturada em 2006, na sequência de uma incorrecta aplicação de um factor nas leituras de um equipamento de medição no Porto Santo.

eficiência energética. Os fornecimentos em BT apresentam um crescimento de 5,8%, face a igual período.

As perdas nas redes apresentam em 2006 o valor de 80 390 MWh, traduzindo-se num decréscimo de 1,3% relativamente aos valores previstos em 2005 para o processo de cálculo das tarifas para 2006 (desvio de -1 030 MWh). De 2005 para 2006, o nível de perdas reduziu-se em 1,7% sendo que o valor do nível das perdas em 2005 se encontra influenciado por procedimentos desenvolvidos na EEM⁴ gerando alguma perturbação no ciclo de leitura e de facturação desse ano.

- A taxa de perdas verificada em 2006 foi de 9,6%, valor inferior em 0,54 pontos percentuais face à taxa verificada no ano anterior, e superior em 0,33 pontos percentuais por comparação com a taxa prevista em 2005 no processo de cálculo de tarifas para 2006. A redução verificada no nível de perdas entre 2005 e 2006, bem como o crescimento apresentado nos fornecimentos para igual período, explicam o valor da taxa de perdas verificada para 2006.

⁴ Nomeadamente, o processo de reestruturação dos serviços comerciais e a implementação do sistema SAP ISU.

Quadro 2-5 - Balanço de energia eléctrica da EEM

	2005	2006	Δ%	Previsto em	2006	
	(real)	(real)			2005 para	(real - previsto)
	MWh	MWh	%	Tarifas 2006	MWh	%
Produção						
Centrais da EEM	655 157	680 131	3,8%	728 088	-47 957	-6,6%
Consumo e perdas nas centrais	15 766	15 876	0,7%	19 277	-3 400	-17,6%
Emissão própria	639 391	664 254	3,9%	708 811	-44 557	-6,3%
Outros produtores do SPM	192 170	192 351	0,1%	192 000	351	0,2%
Produtores do SIM	55 039	60 003	9,0%	59 300	703	1,2%
Total da energia entrada na rede	886 600	916 609	3,4%	960 111	-43 502	-4,5%
Bombagem		1 949		3 300	-1 351	-40,9%
Consumo referido à emissão	886 600	914 660	3,2%	956 811	-42 151	-4,4%
Consumos próprios	1 915	867	-54,7%	947	-79	-8,4%
Compensação síncrona						
Fornecimentos	802 904	833 402	3,8%	874 444	-41 042	-4,7%
Entregas a clientes no Mercado Livre	0	0		0		
Fornecimentos no Mercado Regulado	802 904	833 402	3,8%	874 444	-41 042	-4,7%
AT/MT	174 281	168 580	-3,3%	197 662	-29 082	-14,7%
BT	628 624	664 822	5,8%	676 782	-11 960	-1,8%
Energia saída da rede	804 819	834 269	3,7%	875 391	-41 121	-4,7%
Perdas nas redes	81 781	80 390	-1,7%	81 420	-1 030	-1,3%
Taxa de perdas ⁽¹⁾	10,2%	9,6%	-0,54 p.p.	9,3%		0,33 p.p.

Nota: ⁽¹⁾ Taxa de perdas = perdas na rede / fornecimentos *100

3 DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DAS EMPRESAS REGULADAS

3.1 REN

Dando cumprimento ao estipulado no Regulamento Tarifário e ao estabelecido na Norma Complementar n.º 1 emitida pela ERSE, a REN enviou à ERSE um relatório financeiro sumário das actividades reguladas, bem como diversa informação adicional, relativamente a 2006.

A REN enviou igualmente o relatório de gestão e os documentos de prestação de contas referentes ao exercício de 2006.

Os Balanços e Demonstrações de Resultados que se apresentam nos quadros seguintes representam os valores que a REN considerou para cada uma das actividades reguladas.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 E 2007 A REPERCUTIR EM 2008

Demonstrações financeiras das empresas reguladas

Quadro 3-1 - Balanço da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. em 2006

Unidade: 10³ EUR

ACTIVO		Aquisição de Energia Eléctrica		Gestão Global do Sistema		Transporte de Energia Eléctrica	
Rubricas	Notas	2006	2005	2006	2005	2006	2005
IMOBILIZADO LIQUIDO							
Imobilizações Incorpóreas	6	6	7	16	16	55	56
Imobilizações Corpóreas em Exploração	6	4 535	5 813	440 188	459 759	1 152 730	994 848
Imobilizado em Curso	6	122	56	6 407	1 424	129 456	117 980
Investimento Financeiro							
		4 663	5 876	446 611	461 199	1 282 241	1 112 884
CIRCULANTE							
Existências							
Materiais Diversos e Produtos e Trabalhos em Curso				134	134	811	744
		0	0	134	134	811	744
Dívidas de Terceiros - médio e longo prazo							
Clientes (v. líquido)							
Outros Devedores	8	10	10	25	25	120	120
		10	10	25	25	120	120
Dívidas de Terceiros - curto prazo							
Clientes (v. líquido)		202 135	176 859	43 745	36 131	16 854	15 558
Empresas do grupo							
Estado e Outros Entes Públicos	7	99 500	42 196	0	0	8 005	9 203
Outros Devedores (v. líquido)	8	144	395	3 810	1 972	4 782	8 988
		301 779	219 450	47 555	38 103	29 641	33 749
Depósitos Bancários e Caixa		194	74	229	135	618	353
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS							
Acréscimos de Proveitos	9	397 267	300 720	255 459	270 479	35 396	34 939
Custos Diferidos	9	1 373	53 330	2 513	3 128	8 911	-21 739
		398 640	354 050	257 972	273 607	44 307	13 200
TOTAL DO ACTIVO		705 286	579 460	752 526	773 203	1 357 738	1 161 050

CAPITAL PRÓPRIO E PASSIVO		Aquisição de Energia Eléctrica		Gestão Global do Sistema		Transporte de Energia Eléctrica	
Rubricas	Notas	2006	2005	2006	2005	2006	2005
CAPITAIS PRÓPRIOS							
Capital, Reservas e Resultados Transitados	11/12	21 428	36 368	239 290	329 592	299 675	444 581
Resultado Líquido do Exercício		32 624	22 720	17 645	16 926	42 125	45 648
Dividendos antecipados	11	-5 160		-2 791		-6 663	
TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO		48 892	59 088	254 144	346 518	335 137	490 229
PASSIVO							
Provisão para riscos e encargos							
	10	2 344	6 714	5 162	4 361	21 540	18 840
		2 344	6 714	5 162	4 361	21 540	18 840
Dívidas a Terceiros - Médio e longo prazo							
Empréstimos	13	46 322	118 496	67 548	202 638	125 113	278 576
Outros Credores		990	990				
		47 312	119 486	67 548	202 638	125 113	278 576
Dívidas a Terceiros - Curto prazo							
Accionistas -Empréstimos		160 520	70 322	286 378	110 126	623 652	159 974
Dívidas a Instituições de Crédito	13	300 011	147 739	2 996	1 423	10 707	8 734
Fornecedores c/c		181	185	987	1 483	71 856	76 180
Fornecedores de Imobilizado		487	106	29 279	1 178	44 609	704
Estado e Outros Entes Públicos	7	81	151	1 678	6 952	4 090	4 431
Outros Credores	8						
		461 280	218 503	321 318	121 162	754 914	250 023
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS							
Acréscimos de Custos	9	38 694	90 386	1 939	1 004	4 017	3 749
Proveitos Diferidos	9	106 764	85 283	102 415	97 520	117 017	119 633
		145 458	175 669	104 354	98 524	121 034	123 382
TOTAL DO PASSIVO		656 394	520 372	498 382	426 685	1 022 601	670 821
TOTAL CAPITAL PRÓPRIO e do PASSIVO		705 286	579 460	752 526	773 203	1 357 738	1 161 050

Fonte: REN

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 E 2007 A REPERCUTIR EM 2008

Demonstrações financeiras das empresas reguladas

Quadro 3-2 - Demonstração de Resultados da REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A. em 2006

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Notas	Aquisição de Energia Eléctrica		Gestão Global do Sistema		Transporte de Energia Eléctrica	
		2006	2005	2006	2005	2006	2005
		PROVEITOS E GANHOS (A)		2 085 657	1 979 021	346 621	160 620
Vendas							
De energia eléctrica	14						
SEP		2 546 476	2 019 604	457 080	373 344	172 911	165 714
SENV		13 609	43 280	0	0	0	0
Exportação		102 274	65 227	0	0	0	0
Interruptibilidade		-41 213	-36 874	0	0	0	0
Tarifa Transfronteiriça						332	111
Défice tarifário AT - Limitação de tarifa a clientes finais		-263 566					
Défice tarifário BT - Regiões autónomas		4 870					
Licenças CO2		19 810					
Desvio tarifário 2003		0	14 780	0	-26 813	0	-4 290
Desvio tarifário 2004		2 732	-141 795	-50 908	-204 606	-6 112	
Desvio tarifário 2005		-299 551		-62 478			
Encargo variável base de 2002 recuperado		0		0	0	0	0
Recuperação do desvio de combustíveis recebido na GGS		0	1 664	0	-1 664	0	0
Transferência das amortizações de terrenos implícitas nas tarifas			-15 732		15 732		
Materiais diversos		0	0	0	0	0	0
Contratos de Garantia de Abastecimento		0	26 975	0	0	0	0
Compensação por antecipação de adesão ao SENV		0	0	0	0	0	0
Prestações de serviços	15	0	0				
Prestações de serviços de telecomunicações de segurança		0	0	1 420	1 809		0
Outros		0	0	0	0	425	4 633
Variação da produção		0	0	0	0	0	0
Proveitos Suplementares		20	21	145	148	146	157
Direitos de superfície							0
Aluguer equipamento		0	0			0	0
Aluguer cabos de fibra óptica		0	0	0		0	0
Outros							
Subsídios		0	0	0	0	0	0
Trabalhos para a própria empresa (exclui encargos financeiros)	16	2	0	1 116	958	9 800	8 753
Outros proveitos e ganhos operacionais	20	69	131	114	125	712	744
Proveitos e ganhos financeiros -Rendas	21	17	25	102	95	186	221
Proveitos e ganhos extraordinários	22	108	1 222	30	1 492	5 668	8 708
Reversões de amortizações			493				146
CUSTOS E PERDAS (B)		2 427 258	2 231 847	414 982	378 399	120 237	125 972
Custo das mercadorias vendidas e consumidas							
Energia Eléctrica	17	2 395 121	2 424 494	353 154	265 615	124	712
Tarifa Transfronteiriça						3 917	5 622
Correcção da Hidraulicidade	23	25 106	-200 219				
Materiais diversos		0	0	0	0	643	103
Fornecimentos e serviços externos	18	2 228	1 940	2 793	2 301	21 976	23 371
Impostos		111	58	516	499	492	679
Custos com o pessoal	19	3 159	3 032	6 274	6 050	22 888	22 157
Amortizações	6	939	984	21 433	20 773	63 322	58 517
Provisões	10	164	1 132	336	2 478	3 165	11 093
Outros custos e perdas operacionais	20	16	85	30 055	80 156	554	290
Custos e perdas extraordinárias	22	414	341	421	527	3 156	3 428
RESULTADOS P/ EFEITOS DE REGULAÇÃO (C) = (A) - (B)		-341 601	-252 826	-68 361	-217 779	63 831	58 925
Desvio tarifário 2005 (Estimado)			289 177		248 626		11 281
Desvio tarifário 2006 (Estimado)		392686		97747		5642	
RESULT. REGULADOS APÓS CONTABILIZAÇÃO DO DIFERENCIAL (D)		51 085	36 351	29 386	30 847	69 473	70 206
PROVEITOS E GANHOS (E)		6 975	10	-51	260	4 810	2 393
Prestações de serviços							
Proveitos Suplementares							
Subsídios							
Trabalhos para a própria empresa (encargos financeiros)	16	1	1	21	257	4 585	2 380
Outros proveitos e ganhos operacionais		0	0	0	0	0	0
Proveitos e ganhos financeiros	21	64	9	98	3	150	12
Proveitos e ganhos extraordinários	22	6 910	0	-170	0	75	1
CUSTOS E PERDAS (F)		25 436	13 641	11 690	14 181	32 160	26 951
Fornecimentos e serviços externos							
Impostos						0	0
Custos com o pessoal						0	0
Amortizações						0	0
Provisões						0	0
Outros custos e perdas operacionais						0	0
Provisões						0	0
Custos e perdas financeiras	21	5 697	4 489	8 754	6 846	17 351	10 171
Custos e perdas extraordinárias	22	6 799	365	1 326	78	1 245	-172
IRC	4	12940	8787	1610	7257	13564	16952
RESULTADOS NÃO ACEITES P/ EFEITOS DE REGULAÇÃO (G) = (E) - (F)		-18 461	-13 631	-11 741	-13 921	-27 350	-24 558
RESULTADOS LÍQUIDOS (H) = (D) + (G)		32 624	22 720	17 645	16 926	42 123	45 648

Fonte: REN

3.2 EDP DISTRIBUIÇÃO

Dando cumprimento ao estipulado no Regulamento Tarifário e ao estabelecido na Norma Complementar n.º 1 emitida pela ERSE, a EDP Distribuição enviou à ERSE um relatório financeiro sumário das actividades reguladas, bem como diversa informação adicional, relativamente a 2006.

Nos quadros seguintes apresentam-se o Balanço e a Demonstração de Resultados das actividades reguladas da EDP Distribuição.

Quadro 3-3 - Balanço da EDP Distribuição em 2006

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Operador da Rede de Distribuição						Comercializador Regulado			
	Distribuição de Energia Eléctrica		Comercialização de Redes		Compra Venda Acesso Rede Transporte		Comercialização		Compra e Venda de Energia Eléctrica	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005
IMOBILIZADO										
Imobilizações Incorpóreas	1 060	1 024	123	0	0	0	87	0	0	0
Imobilizações Corpóreas	4 025 178	3 959 434	252 619	267 542	0	0	9 254	9 840	0	0
Imobilizado em Curso	308 169	291 712	9 987	10 954	0	0	10 184	9 962	0	0
Investimento Financeiro	0	0	0	0	0	0	100	0	0	0
	4 334 408	4 252 170	262 729	278 496	0	0	19 625	19 802	0	0
CIRCULANTE										
Existências										
Materiais Diversos	15 665	16 837	2 790	3 868	0	0	0	0	0	0
	15 665	16 837	2 790	3 868	0	0	0	0	0	0
Dívidas de Terceiros Médio e Longo Prazos										
Autarquias - Dívida 31/12/88	0	0	0	0	0	0	89 734	89 116	0	0
Empresas do Grupo - empréstimos ^[1]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outros Devedores	335 413	351 299	57 849	61 822	0	0	29 736	32 082	0	0
	335 413	351 299	57 849	61 822	0	0	119 470	121 198	0	0
Dívidas de Terceiros - Curto Prazo										
Autarquias - Dívida 31/12/88	0	0	0	0	0	0	4 295	4 386	0	0
Clientes C/ Corrente	17 400	12 422	99 240	94 649	0	0	328 967	229 780	0	0
Empresas do Grupo - empréstimos ^[1]	367 444	54 860	0	0	5 405	5 882	0	0	0	0
Estado e Outros Entes Públicos	11 868	9 311	1 504	1 629	0	0	118 139	73 912	0	0
Outros Devedores	152 535	198 116	14 679	22 227	0	0	35 103	24 718	127 072	0
	549 247	274 709	115 423	118 505	5 405	5 882	486 504	332 796	127 072	0
Títulos Negociáveis	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depósitos Bancários e Caixa	15 334	14 764	1 214	1 166	0	0	345	1 324	0	0
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS										
Acréscimos de Proventos	108 093	49 961	6 689	4 714	-10 694	-7 462	401 728	220 866	-1 674	36 729
Ajustamento Tarifário	104 526	48 178	6 462	4 613	-10 694	-7 462	-11 217	-11 193	-1 674	36 729
Outros Proventos	3 568	1 783	227	101	0	0	412 945	232 059	0	0
Custos Diferidos	121 850	99 587	19 039	16 094	0	0	34 956	32 118	17 090	2 485
Grandes Reparções	156	52	0	1	0	0	0	0	0	0
Impostos diferidos	114 047	90 675	18 976	16 041	0	0	34 931	32 107	782	2 485
Outros Custos	7 646	8 860	63	52	0	0	26	11	16 308	0
	229 943	149 548	25 728	20 807	-10 694	-7 462	436 684	252 985	15 416	39 214
TOTAL DO ACTIVO	5 480 009	5 059 328	465 733	484 665	-5 289	-1 580	1 062 627	728 105	142 488	39 214

Nota:

^[1] Empréstimos Grupo = Sistema financeiro Holding + Empréstimos entre Actividades

Fonte: EDP Distribuição

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 E 2007 A REPERCUTIR EM 2008

Demonstrações financeiras das empresas reguladas

Quadro 3-4 - Balanço da EDP Distribuição em 2006 (cont)

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Operador da Rede de Distribuição						Comercializador Regulado			
	Distribuição de Energia Eléctrica		Comercialização de Redes		Compra Venda Acesso Rede Transporte		Comercialização		Compra e Venda de Energia Eléctrica	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005
CAPITAIS PRÓPRIOS										
Capital + Reservas + Resultados Transitados	1 209 705	1 214 480	150 824	179 349	356	0	66 849	60 856	-11 066	778
Resultado Líquido do Exercício	133 905	91 478	-23 010	-25 301	-3 351	472	-28 434	7 849	-45 946	-11 408
Dividendos Antecipados	-24 716	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total do Capital Próprio	1 318 894	1 305 958	127 813	154 049	-2 995	472	38 415	68 706	-57 012	-10 630
PASSIVO										
Provisão para riscos e encargos										
Provisão para pensões e actos médicos	377 153	333 620	62 170	56 376	0	0	29 520	27 195	0	0
Outras provisões	348 619	304 601	59 792	57 912	0	0	31 669	37 821	0	0
	725 772	638 221	121 962	114 288	0	0	61 189	65 016	0	0
Dividas a Terceiros - Médio e longo prazo										
Divida a Instituições de Crédito	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Empresas do Grupo - empréstimos ^[1]	704 736	702 154	64 434	66 362	0	0	2 543	2 703	0	0
Outros Credores	617	639	35	110	0	0	39 224	36 766	0	0
Imobilizado (DL 344-B/82)	2 235	3 589								
	707 587	706 383	64 468	66 472	0	0	41 767	39 469	0	0
Dividas a Terceiros - Curto prazo										
Fornecedores c/c	27 839	40 454	2 966	5 893	0	0	357 969	333 763	0	0
Empresas do Grupo - empréstimos ^[1]	1 013 060	712 290	117 443	107 256	0	0	252 849	15 192	94 282	717
Divida a Instituições de Crédito	0	533	0	0	0	0	27	4 116	0	0
Estado e Outros Entes Públicos	26 432	34 395	2 460	1 457	0	0	1 373	7 192	0	0
Fornecedores de Imobilizado C/ Corrente	44 921	70 449	334	209	0	0	-29	2	0	0
Outros Credores	36 024	51 033	699	2 959	0	0	6 258	1 035	2 140	0
	1 148 275	909 154	123 901	117 774	0	0	618 446	361 300	96 422	717
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS										
Acréscimos de Custos	40 476	36 357	4 242	3 959	0	0	12 993	14 970	38 397	32 325
Remunerações a Liquidar	22 524	22 005	2 806	2 459	0	0	1 135	390	0	0
Ajustamento Tarifário	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outros	17 952	14 352	1 436	1 500	0	0	11 859	14 580	38 397	32 325
Proveitos Diferidos	1 539 005	1 463 255	23 346	28 124	-2 293	-2 052	289 816	178 645	64 681	16 803
Subsídios para Investimento	1 458 617	1 399 330	18 165	25 920	0	0	0	0	0	0
Impostos Diferidos	80 388	63 925	5 181	2 204	-2 293	-2 052	2 072	1 115	49 872	16 803
Outros	0	0	0	0	0	0	287 744	177 530	14 809	0
	1 579 480	1 499 612	27 588	32 083	-2 293	-2 052	302 810	193 615	103 078	49 128
Total do Passivo	4 161 115	3 753 369	337 920	330 616	-2 293	-2 052	1 024 212	659 399	199 500	49 844
TOTAL CAPITAIS PRÓPRIOS + PASSIVO	5 480 009	5 059 328	465 733	484 665	-5 289	-1 580	1 062 627	728 105	142 488	39 214

Nota:

^[1] Empréstimos Grupo = Sistema financeiro Holding + Empréstimos entre Actividades

Fonte: EDP Distribuição

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 E 2007 A REPERCUTIR EM 2008

Demonstrações financeiras das empresas reguladas

Quadro 3-5 - Demonstração de resultados da EDP Distribuição em 2006

Unidade: 10⁶ Euros

Rubricas	Operador da Rede de Distribuição						Comercializador Regulado					
	Distribuição de Energia Eléctrica		Comercialização de Redes		Compra Venda Acesso Rede Transporte		Comercialização		Compra e Venda de Energia Eléctrica		Compra Venda Acesso Rede Transporte e Distribuição	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)	1 293 896	1 232 618	171 877	180 683	626 399	537 477	90 689	129 965	2 385 684	2 029 829	1 548 727	1 406 110
Vendas												
De energia eléctrica	995 364	948 229	138 804	133 475	596 215	544 939	75 202	81 552	2 332 572	2 029 427	1 548 727	1 406 110
Materiais diversos	2 697	1 868	485	1 308	0	0	0	0	0	0	0	0
Ajustamento tarifário	56 347	30 247	1 849	3 235	-3 232	-7 462	-24	1 938	-38 404	402	0	0
Défi ce tarifário	0	0	0	0	0	0	0	0	124 932	0	0	0
Transf. Entre Actividades - DL 90/2006	0	0	0	0	33 416	0	0	0	-33 416	0	0	0
Prestações de serviços	3 836	6 507	0	1 314	0	0	6 978	10 363	0	0	0	0
Variação da produção	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Trabalhos para a própria empresa	145 532	155 983	21 911	30 988	0	0	117	751	0	0	0	0
Proveitos suplementares	6 029	5 769	4	3	0	0	2	1	0	0	0	0
Subsídios à exploração	0	27	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0
Compensação de Amortizações de Imobiliz. Subsidiados	74 622	69 067	7 799	9 147	0	0	0	0	0	0	0	0
Outros proveitos e ganhos operacionais	7 398	8 153	1 026	1 150	0	0	605	777	0	0	0	0
Reversões de Amortizações e Ajustamentos	2 070	6 767	0	60	0	0	7 809	34 582	0	0	0	0
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)	1 168 711	1 101 935	195 227	206 221	629 991	539 058	131 910	128 219	2 396 858	2 041 127	1 548 727	1 406 110
Custo das mercadorias vendidas e consumidas												
Aquisições à RNT	0	0	0	0	629 991	539 058	0	0	2 501 145	1 978 330	1 548 727	1 406 110
Aquisições à RNT-Défi ce Tarif BI Reg Autónomas	0	0	0	0	0	0	0	0	4 870	0	0	0
Aquisições à RNT-Défi ce Tarif BI	0	0	0	0	0	0	0	0	-263 566	0	0	0
Aquisições no âmbito da parcela livre	0	0	0	0	0	0	0	0	126 795	62 797	0	0
Aquisições aos PRE (não transferidos para a RNT)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Aquisições OMIP	0	0	0	0	0	0	0	0	27 613	0	0	0
Materiais diversos	81 820	96 343	14 618	22 023	0	0	182	86	0	0	0	0
Fornecimentos e serviços externos	138 554	136 243	64 021	73 231	0	0	88 460	95 049	0	0	0	0
Custos com o pessoal	275 844	276 570	44 775	44 072	0	0	18 562	17 277	0	0	0	0
Amortizações do Imobilizado	298 986	292 024	51 439	52 828	0	0	1 549	1 212	0	0	0	0
Provisões, Amortizações e Ajustamentos Dividas Clientes	140 403	67 651	16 057	7 251	0	0	20 612	9 826	0	0	0	0
Impostos	1 546	1 541	42	37	0	0	24	8	0	0	0	0
Outros custos e perdas operacionais	231 558	231 563	4 275	6 779	0	0	2 521	4 761	0	0	0	0
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)	125 185	130 683	-23 350	-25 538	-3 592	-1 580	-41 221	1 746	-11 174	-11 298	0	0
Proveitos e ganhos financeiros (D)	516	1 110	6	7	0	0	9 367	15 657	0	0	0	0
Custos e perdas financeiras (E)	63 755	48 350	5 831	4 571	0	0	338	390	0	0	0	0
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)	-63 239	-47 240	-5 825	-4 563	0	0	9 029	15 267	0	0	0	0
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)	61 946	83 443	-29 175	-30 101	-3 592	-1 580	-32 192	17 013	-11 174	-11 298	0	0
Proveitos e ganhos extraordinários (H)	76 802	55 762	9 684	7 126	0	0	4 940	3 637	0	0	0	0
Custos e perdas extraordinários (I)	22 412	27 037	3 112	2 449	0	0	2 992	14 052	0	0	0	0
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)	54 390	28 725	6 572	4 677	0	0	1 948	-10 415	0	0	0	0
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)	116 336	112 168	-22 603	-25 424	-3 592	-1 580	-30 244	6 598	-11 174	-11 298	0	0
IRC (L)	-17 569	20 690	408	-124	-241	-2 052	-1 810	-1 251	34 772	110	0	0
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)	133 905	91 478	-23 010	-25 301	-3 351	472	-28 434	7 849	-45 946	-11 408	0	0

Fonte: EDP Distribuição

3.3 EDA

Dando cumprimento ao estipulado no Regulamento Tarifário e ao estabelecido na Norma Complementar n.º 7 emitida pela ERSE, a EDA enviou à ERSE um relatório financeiro sumário das actividades reguladas, bem como diversa informação adicional, relativamente a 2006.

Nos quadros seguintes apresentam-se o Balanço e a Demonstração de Resultados das actividades reguladas da EDA.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 E 2007 A REPERCUTIR EM 2008

Demonstrações financeiras das empresas reguladas

Quadro 3-6 - Balanço da EDA em 2006

Unidade: 10³ EUR

ACTIVO	EDA	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Distribuição de Energia Eléctrica	Comercialização de Energia Eléctrica
IMOBILIZADO				
Imobilizações Incorpóreas	11	11	0	0
Imobilizações Corpóreas	357 851	175 572	176 564	5 716
Imobilizado em Curso	25 588	10 088	15 337	164
Investimento Financeiro	30 681	30 681	0	0
	414 132	216 351	191 901	5 879
CIRCULANTE				
Existências				
Materiais Diversos, Produtos e Trabalhos em Curso	4 850	2 823	1 947	80
	4 850	2 823	1 947	80
Dívidas de Terceiros				
Clientes (valor líquido)	7 561	5 186	1 912	462
Estado e Outros Entes Públicos	7 484	2 753	4 269	462
Outros Devedores (valor líquido)	2 891	2 169	656	66
	17 936	10 109	6 837	991
Depósitos Bancários e Caixa	1 376	815	432	128
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS				
Acréscimos de Proveitos	83 120	55 420	23 664	4 036
Custos Diferidos	10 899	5 951	4 155	794
	94 019	61 370	27 818	4 830
TOTAL DO ACTIVO	532 314	291 468	228 936	11 908

CAPITAL PRÓPRIO e PASSIVO	EDA	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Distribuição de Energia Eléctrica	Comercialização de Energia Eléctrica
CAPITAIS PRÓPRIOS				
Capital, Reservas, Resultados Transitados	74 308	68 224	14 219	-8 135
Resultado Líquido do Exercício	7 928	-884	7 938	874
Total do Capital Próprio	82 236	67 340	22 157	-7 261
PASSIVO				
Provisão para riscos e encargos	0	0	0	0
	0	0	0	0
Dívidas a Terceiros - Médio e longo prazo				
Empréstimos	225 262	116 002	102 218	7 042
Outros Credores	0	0	0	0
	225 262	116 002	102 218	7 042
Dívidas a Terceiros - Curto prazo				
Empréstimos	85 150	43 855	38 633	2 662
Fornecedores c/c	15 792	9 422	4 954	1 417
Estado e Outros Entes Público	598	250	258	90
Fornecedores de Imobilizado	9 569	3 784	5 374	412
Outros Credores	8 674	5 008	1 837	1 829
	119 784	62 319	51 055	6 411
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS				
Acréscimos de Custos	32 048	12 917	14 014	5 118
Proveitos Diferidos	72 983	32 891	39 493	599
	105 031	45 807	53 507	5 717
Total do Passivo	450 077	224 128	206 779	19 169
TOTAL do CAPITAL PRÓPRIO e do PASSIVO	532 314	291 468	228 936	11 908

Fonte: EDA (Os valores do Capital e dos Resultados Líquidos do exercício foram alterados de acordo com o documento da EDA "Comentários da EDA aos documentos publicados pela ERSE, em Outubro de 2007", datado de 15 de Novembro de 2007).

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 E 2007 A REPERCUTIR EM 2008

Demonstrações financeiras das empresas reguladas

Quadro 3-7 - Demonstração de Resultados da EDA em 2006

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Distribuição de Energia Eléctrica	Comercialização de Energia Eléctrica	Total das actividades reguladas
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)	90 151	39 427	8 066	137 645
Vendas				
De energia eléctrica	58 082	18 599	4 242	80 924
Compensação tarifária	31 515	13 716	2 304	47 534
Ajustamento	0	0	0	0
Materiais diversos	0	0	0	0
Prestações de serviços	0	372	376	748
Variação da produção	0	0	0	0
Trabalhos para a própria empresa (exclui enc. Financeiros)	449	6 183	1 074	7 705
Proveitos suplementares	34	311	8	352
Subsídios à exploração	0	0	0	0
Outros proveitos e ganhos operacionais	72	247	63	382
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)	92 918	30 271	7 378	130 567
Custo das mercadorias vendidas e consumidas				
Compras de Energia Eléctrica	10 246	0	0	10 246
Combustíveis	56 422	43	0	56 465
Materiais Diversos	1 774	4 875	643	7 292
Fornecimentos e serviços externos	2 932	4 802	2 979	10 713
Custos com o pessoal	10 784	11 122	3 008	24 914
Amortizações	10 348	8 896	657	19 901
Provisões	10	6	56	71
Impostos	223	269	29	520
Outros custos e perdas operacionais	179	259	7	445
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)	-2 767	9 156	689	7 077
Proveitos e ganhos financeiros (D1)	4 479	790	559	5 829
Encargos financeiros imputados ao investimento (D2)	599	903	38	1 540
Custos e perdas financeiras (E)	4 957	4 362	300	9 619
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D1 + D2) - (E)	121	-2 669	297	-2 251
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)	-2 646	6 487	986	4 827
Proveitos e ganhos extraordinários (H)	2 318	2 010	66	4 394
Custos e perdas extraordinários (I)	37	11	3	50
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)	2 281	1 999	63	4 344
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)	-365	8 486	1 049	9 170
IRC (L)	519	548	175	1 242
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)	-884	7 938	874	7 928

Fonte: EDA (Os valores dos fornecimentos e serviços externos foram alterados de acordo com o documento da EDA "Comentários da EDA aos documentos publicados pela ERSE, em Outubro de 2007", datado de 15 de Novembro de 2007.

3.4 EEM

Dando cumprimento ao estipulado no Regulamento Tarifário e ao estabelecido na Norma Complementar n.º 10, a EEM procedeu ao envio de um relatório financeiro sumário das actividades reguladas bem como de diversa informação adicional, referente ao ano de 2006.

Os quadros seguintes apresentam os valores enviados pela EEM para as três actividades reguladas, relativos às contas do Balanço e da Demonstração de Resultados, sendo que o valor apurado para a EEM resulta da soma das actividades reguladas.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 E 2007 A REPERCUTIR EM 2008

Demonstrações financeiras das empresas reguladas

Quadro 3-8 - Balanço da EEM em 2006

Unidade: 10³ EUR

ACTIVO	EEM	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Distribuição de Energia Eléctrica	Comercialização de Energia Eléctrica
IMOBILIZADO				
Imobilizações Incorpóreas	12 884	12 807	77	0
Imobilizações Corpóreas em exploração	277 234	159 915	110 660	6 659
Imobilizado em Curso	19 454	1 613	17 809	33
Investimento Financeiro	7 396	2 779	3 427	1 191
	316 969	177 113	131 973	7 882
CIRCULANTE				
Existências				
Matérias Primas e Materiais Diversos	12 898	8 096	4 799	3
	12 898	8 096	4 799	3
Dívidas de Terceiros Médio e Longo Prazos				
Protocolos com Entidades Oficiais	49 047	32 096	13 239	3 712
	49 047	32 096	13 239	3 712
Dívidas de Terceiros				
Clientes C/ Corrente	65 566	44 416	17 187	3 963
Clientes Cobrança Duvidosa	315	200	90	25
Accionistas	3 623	2 017	1 230	377
Estado e Outros Entes Públicos	6 729	4 421	2 038	270
Outros Devedores	3 179	920	1 664	595
	79 411	51 974	22 209	5 229
Títulos Negociáveis	0	0	0	0
Depósitos Bancários e Caixa	914	583	289	41
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS				
Acréscimos de Proveitos	95 215	70 046	18 531	6 637
Compensação Tarifária (1998-2002)	39 767	26 023	10 734	3 010
Valor para ajustamento	47 808	38 657	5 811	3 340
Outros Proveitos	7 640	5 366	1 986	288
Custos Diferidos	9 805	3 853	4 530	1 421
Grandes Reparações	0	0	0	0
Impostos diferidos	0	0	0	0
Outros Custos	9 805	3 853	4 530	1 421
	105 019	73 900	23 061	8 058
TOTAL DO ACTIVO	564 258	343 762	195 571	24 925
PASSIVO E CAPITAIS PRÓPRIOS	EEM	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Distribuição de Energia Eléctrica	Comercialização de Energia Eléctrica
CAPITAIS PRÓPRIOS				
Capital + Reservas + Resultados Transitados	106 756	63 892	42 720	144
Resultado Líquido do Exercício	4 510	1 713	2 941	-144
Total do Capital Próprio	111 266	65 606	45 661	0
PASSIVO				
Provisão para riscos e encargos				
Provisão para pensões e actos médicos	31 219	9 032	16 346	5 841
Outras provisões	238	184	40	14
	31 457	9 216	16 386	5 855
Dívidas a Terceiros - Médio e longo prazo				
Dívida a Instituições de Crédito	269 901	168 085	88 875	12 941
Outros Credores	0	0	0	0
	269 901	168 085	88 875	12 941
Dívidas a Terceiros - Curto prazo				
Fornecedores c/c	31 206	25 414	5 211	581
Dívida a Instituições de Crédito	39 242	24 438	12 922	1 882
Estado e Outros Entes Públicos	2 694	243	440	2 011
Fornecedores de Imobilizado C/ Corrente	10 717	4 213	6 228	276
Outros Credores	11 844	10 206	1 071	566
	95 702	64 514	25 872	5 315
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS				
Acréscimos de Custos	12 180	2 836	8 577	768
Remunerações a Liquidar	3 595	1 040	1 882	673
Valor para ajustamento	0	0	0	0
Outros	8 585	1 796	6 694	95
Proveitos Diferidos	43 752	33 506	10 200	46
Subsídios para Investimento	41 639	32 005	9 622	11
Impostos Diferidos	1 513	901	577	35
Outros	600	600	0	0
	55 932	36 342	18 776	814
Total do Passivo	452 992	278 156	149 910	24 926
TOTAL CAPITAIS PRÓPRIOS + PASSIVO	564 258	343 762	195 571	24 925

Fonte: EEM

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 E 2007 A REPERCUTIR EM 2008

Demonstrações financeiras das empresas reguladas

Quadro 3-9 - Demonstração de Resultados da EEM em 2006

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	EEM	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Distribuição de Energia Eléctrica	Comercialização de Energia Eléctrica
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)	169 688	103 554	56 472	9 663
Vendas				
De energia eléctrica	94 856	66 836	24 467	3 553
Convergência tarifária	22 511	2 745	14 319	5 447
Ajustamento	19 854	23 353	-2 789	-711
Materiais diversos	0	0	0	0
Prestações de serviços	142	0	77	66
Variação da produção	0	0	0	0
Trabalhos para a própria empresa	24 278	2 761	20 333	1 184
Proveitos suplementares	206	17	65	125
Subsídios à exploração	7 841	7 841	0	0
Outros proveitos e ganhos operacionais	0	0	0	0
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)	159 392	99 244	50 624	9 524
Custo das mercadorias vendidas e consumidas				
Combustíveis, lubrificantes e outros	40 451	40 451	0	0
Compras de Energia Eléctrica	23 628	23 628	0	0
Materiais diversos	12 314	4 018	7 237	1 059
Fornecimentos e serviços externos	14 611	1 850	11 542	1 219
Custos com o pessoal	32 123	9 293	16 819	6 010
Amortizações	20 999	11 487	8 355	1 157
Provisões	714	506	165	43
Impostos	6 611	372	6 212	26
Outros custos e perdas operacionais	7 941	7 638	293	10
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)	10 296	4 310	5 848	138
Proveitos e ganhos financeiros (D)	2 999	1 994	810	195
Custos e perdas financeiras (E)	12 751	8 085	4 073	593
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)	-9 752	-6 091	-3 263	-398
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)	544	-1 781	2 585	-260
Proveitos e ganhos extraordinários (H)	5 323	3 989	1 212	122
Custos e perdas extraordinários (I)	202	56	103	43
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)	5 122	3 933	1 109	80
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)	5 666	2 152	3 695	-181
IRC (L)	1 156	439	754	-37
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)	4 510	1 713	2 941	-144

Fonte: EEM

4 AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 NO CONTINENTE

Comparam-se de seguida os custos e proveitos verificados no ano 2006 com os valores que tinham sido previstos em 2005 para a determinação das tarifas de energia eléctrica de 2006. Esta análise tem por objectivo:

- Avaliar o desempenho das empresas reguladas.
- Determinar, para cada actividade, o ajustamento relativo ao ano de 2006 a repercutir nas tarifas de 2008, de acordo com as regras definidas no Regulamento Tarifário.

4.1 AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

O Regulamento Tarifário, de 2003, previa que os desvios ocorridos num ano, na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, que não tivessem sido contemplados pelo mecanismo de ajuste trimestral, seriam repercutidos nos proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica no ano seguinte.

Enquanto se mantiverem integralmente os Contratos de Aquisição de Energia (CAE), mantém-se em vigor o Regulamento Tarifário, de 2003, relativamente às actividades de Aquisição de Energia Eléctrica da REN e do Comercializador de Último Recurso. Assim, como foram extintos os ajustamentos trimestrais, para além do ajustamento da parcela fixa proceder-se-á também ao ajustamento da componente variável.

4.1.1 AJUSTAMENTO DA COMPONENTE FIXA

De acordo com o artigo 72.º do Regulamento Tarifário, 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 2006⁵ e os que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 72.º do Regulamento Tarifário emitido pelo Despacho n.º 9 499-A/2003, de 14 de Maio, aos valores verificados em 2006 com a soma de algumas rubricas aceites *a posteriori* (ganhos comerciais e custos com interruptibilidade).

O Quadro 4-1 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:

⁵ Valor que corresponde ao montante definido para “Tarifas 2006”, facturado pela REN à EDP Distribuição, em duodécimos.

- 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).

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 -29,5⁶ milhões de euros.

⁶ Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a recuperar pela empresa.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 E 2007 A REPERCUTIR EM 2008

Ajustamentos referentes a 2006 no Continente

Quadro 4-1 - Cálculo do ajustamento da componente fixa dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica em 2006

		2006	Tarifas 2006	Diferença 2006-tarifas 2006	
		10 ⁹ EUR	10 ⁹ EUR	10 ⁹ 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	$CAE_{2006} - CAE_{UGS}^{2006}$	Custos fixos CAE, imputados à tarifa de Energia Potência			
	CAE_{2006}	1 053 104	1 042 512	10 592	1,0%
	CAE_{UGS}^{2006}	1 138 556	1 126 170	12 386	1,1%
	CAE_{UGS}^{2006}	85 452	83 658	1 794	2,1%
B	$EDIA_{2006} + RE_{2006} - RE_{UGS}^{2006}$	Custos com aquisição de energia à EDIA e a produtores em regime especial, imputados à tarifa EP			
	$EDIA_{2006}$	583 198	585 332	-2 134	-0,4%
	RE_{2006}	3 726	16 263	-12 537	
	RE_{UGS}^{2006}	813 422	782 313	31 109	4,0%
	RE_{UGS}^{2006}	233 950	213 244	20 706	9,7%
C	Ter_{2006}	Terrenos de centrais			
	Am_{2006}^{Ter}	0	0	0	-100,0%
	Act_{2006}^{Ter}	0	0	0	-100,0%
	i^{Ter}	32	0	32	702456,0%
	Liq_{2006}^{Ter}	0,0%	0,0%	0	
		mais-valia ou menos-valia da venda de terrenos de centrais, líquida de impostos	0	0	0
D		Outros activos			
	Am_{2006}^E	1 278	1 308	-30	-2,3%
	Act_{2006}^E	923	910	13	1,5%
	f^E	5 064	5 691	-627	-11,0%
		taxa de remuneração dos outros activos (%)	7,0%	7,0%	0,0%
E	OC_{2006}^E	6 092	4 600	1 492	32,4%
F	S_{2006}^E	200	241	-41	-17,0%
G	$\bar{\Delta}_{fixo,2004}^E$	-158 300	-158 300	0	0,0%
H	$\bar{\Delta}_{fixo,2003}^E$	-14 291	-14 291	0	0,0%
2	$(H + I + J - K)$	CUSTOS ACEITES A POSTERIORI			
		87 043			
H	$NVIMP_{2006}$	Ganhos Comerciais			
	$NVIMP_{2006}$	45 830			
	$NVEXP_{V_{2006}}$	27 056			
		17 772			
		1 003			
I	Irr_{2006}	Encargos com contratos de interruptibilidade			
		41 213			
J	Amb_{2006}^E	Custos com a promoção da Qualidade do Ambiente			
		0			
K	GA_{2006}	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	$R_{fixo,2006}^E$	Proveitos facturados com a tarifa de Energia e Potência			
		1 806 102			
6	$R_{2006}^E - R_{2006}^E$	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	$(R_{2006}^E - R_{2006}^E) \times (1 + i_{2007}^E)^2$	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			
#	$\bar{\Delta}_{fixo,2006}^E [(8) - (10)]$	Ajustamento da parcela fixa dos proveitos relativos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica em 2006			
		-29 473			

De seguida faz-se a análise do desvio, para cada rubrica que o compõe.

4.1.1.1 CUSTOS FIXOS DOS CAE IMPUTADOS À TARIFA DE ENERGIA E POTÊNCIA

No quadro que se segue é feita uma análise comparativa dos custos fixos relacionados com a aquisição de energia eléctrica às centrais do SEP.

Quadro 4-2 - Custos com a Aquisição de Energia Eléctrica

Unidade: 10³ EUR

		2006	Tarifas 2006	Desvio
1	Custos fixos dos CAE	1 138 556	1 126 170	1,1%
	CPPE ^[1]	934 720	923 798	1,2%
	Tejo Energia	96 495	95 668	0,9%
	Turbogás ^[2]	107 341	106 704	0,6%
2	Custos decorrentes dos CAE imputados à tarifa UGS	85 452	83 658	2,1%
	Funcionamento em AGC	0	0	
	Reguladores das Centrais	11 386	11 262	1,1%
	Custo da Reserva Girante	74 067	72 397	2,3%
4	Custos dos CAE Imputados à TEP (1) - (2) - (3)	1 053 104	1 042 512	1,0%

Notas:

^[1] Inclui direitos de superfície.^[2] Deduzido do benefício contratual com a Turbogás (499 milhares de euros/ano).**DIFERENCIAL DO ENCARGO DE POTÊNCIA**

No Quadro 4-3 comparam-se os valores do encargo de potência de 2006 considerado nas Tarifas de 2006 com os respectivos valores verificados.

Como se pode observar, em termos globais verifica-se um ligeiro desvio entre os valores implícitos nas tarifas para 2006 e os valores verificados, de 1,1%. Em termos desagregados, por empresa, a EDP Produção e a Tejo Energia apresentam desvios de 1,1% e 0,9%, respectivamente, enquanto que o desvio do encargo de potência da Turbogás foi superior ao previsto em apenas 0,6%.

Quadro 4-3 - Comparação do encargo de potência implícito nas Tarifas 2006 e o encargo de potência ocorrido em 2006

(preços correntes)

Unidade: 10³ EUR

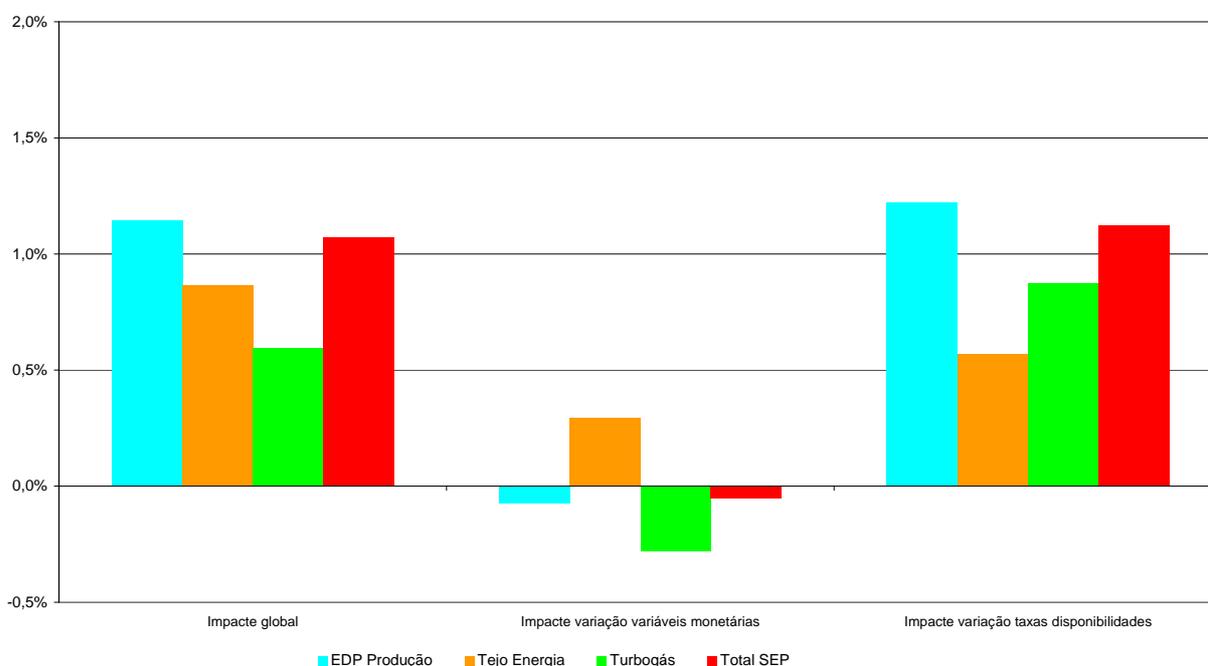
	Tarifas de 2006 (1)	2006 real (2)	Evolução [(2)-(1)]/(1)
EDP Produção	922 798	933 378	1,1%
Tejo Energia	95 668	96 495	0,9%
Turbogás	107 203	107 840	0,6%
Centrais com CAE	1 125 669	1 137 713	1,1%

Nota: Os valores não incluem penalidades contratuais (Turbogás), nem direito de superfície, mas incluem imposto selo

Com vista a explicar as razões para os desvios registados avaliou-se o comportamento observado em 2006 das principais variáveis que condicionam o valor do encargo de potência, nomeadamente das variáveis monetárias (taxas de inflação e taxas de juro) e da disponibilidade das centrais, tentando repartir, de uma forma puramente teórica, o impacte provocado por cada variável. Outros factores, tais como investimentos não previstos aquando da definição das tarifas, não são incorporados nesta análise.

A Figura 4-1 apresenta os resultados apurados após a repartição dos desvios pela evolução das variáveis monetárias e pelas disponibilidades das centrais. Relativamente à Turbogás, a evolução das variáveis monetárias poderá ter levado a que os valores do encargo de potência verificados em 2006 sejam inferiores ao previsto em 0,3%. No caso da Tejo Energia, o efeito da evolução das variáveis monetárias foi em sentido inverso, sendo que o encargo de potência poderá ter sido superior ao previsto em 0,3% devido à evolução das variáveis monetárias. A disponibilidade dos centros electroprodutores afectos a estas empresas poderá ter proporcionado um acréscimo dos encargos de potência da Turbogás e da Tejo Energia face ao previsto, em cerca de 0,9% e 0,6%, respectivamente. No que concerne à EDP Produção, observa-se que a evolução das variáveis monetárias teve um contributo muito reduzido para o desvio entre o encargo de potência previsto e verificado, sendo que este desvio se deve quase exclusivamente à disponibilidade das centrais.

Figura 4-1 - Análise das diferenças entre o encargo de potência implícito nas Tarifas 2006 e o encargo de potência verificado em 2006



O Quadro 4-4 apresenta o impacto das variáveis monetárias na diferença apurada entre os encargos de potência implícitos nas tarifas de 2006 e os encargos de potência verificados em 2006.

Relativamente às taxas de juro consideradas nos cálculos dos encargos de potência, no caso da euribor a 1 mês, à qual está indexada o CAE da Turbogás, registaram-se valores ligeiramente inferiores em 2006 face aos valores que haviam sido considerados para esse ano, e no caso da euribor a 3 meses, à qual está indexada o CAE da Tejo Energia, os valores previstos e verificados são semelhantes. Este facto contribuiu para a diminuição dos encargos de potência da Turbogás. No caso da Tejo Energia, o desvio no encargo de potência deve-se aos desvios das taxas de inflação da União Europeia em 2005 e 2006 face ao estimado para 2005 e previsto para 2006, aquando da definição das tarifas para 2006.

Por outro lado, também se pode observar que a variação do Índice de Preços no Consumidor no Continente (IPC total excepto habitação) em 2006, de grande importância na determinação dos encargos de potência das centrais da EDP Produção, foi muito próxima da variação prevista.

Quadro 4-4 - Variáveis monetárias utilizadas no cálculo dos Encargos de Potência

	Implícito nas tarifas 2006	Verificado
Evolução média dos preços (IPC sem habitação) em Portugal continental em 2005 e 2006	2,3%	2,4%
Evolução média dos preços na União Europeia em 2005 e 2006 (Tejo Energia)	1,5%	2,2%
Média taxas de juro euribor a 1 mês em 2006 (Turbogás)	3,0%	2,8%
Média taxas de juro euribor a 3 meses em 2006 (Tejo Energia)	3,0%	3,0%

Fontes: INE, Banco de Portugal

4.1.1.2 CUSTOS DECORRENTES DOS CAE IMPUTADOS À TARIFA UGS

Os valores previstos para o ano 2006 dos custos decorrentes dos CAE imputados à tarifa UGS, e os verificados nesse ano, constantes do Quadro 4-2, foram obtidos pela adição das seguintes parcelas:

- Reguladores das centrais – este custo representa 1% dos custos de potência das centrais do SEP, verificando-se que o desvio relativamente ao previsto foi de 1,1%.
- Custo da reserva girante – o desvio deste custo situou-se na ordem dos 2,3%, consequência de se ter subestimado a ponta do consumo em cerca de 7,3% e do desvio nos custos fixos dos CAE (1,1%). O método de cálculo deste custo encontra-se sintetizado no Quadro 4-5, e resulta da soma das seguintes parcelas:
 - Parcela de encargo fixo calculada como sendo o encargo de potência das centrais com CAE correspondente à potência da reserva girante. O valor da potência de reserva girante é dado

pela soma da potência do maior grupo do SEN com 1% da ponta anual de consumo. A potência é valorizada pelos encargos do mercado regulado referidos à potência líquida garantida (90% da potência referida à emissão).

- Parcela variável correspondente ao sobrecusto de exploração, resultante de grupos em regime de funcionamento abaixo da sua potência máxima, obrigando à utilização de grupos adicionais (com custos variáveis superiores). O sobrecusto unitário de exploração considerado é de 0,9976 €/MWh.

Quadro 4-5 - Cálculo da reserva girante

		2006	Tarifas 2006
1	Potência térmica (ref. emissão) (MW)	4 676	4 676
2	Potência hídrica (ref. produção) (MW)	4 099	4 099
3	Potência líquida garantida (MW) [(1) + (2) x (1-0,02)] x 0,9	7 823	7 823
4	Custo fixo CAE's (10 ³ EUR)	1 138 556	1 126 170
5	Custo unitário potência garantida (€/kW) (4) / (3)	146	144
6	Potência maior grupo SEN (MW)	392	392
7	Ponta do consumo MR + ML (MW)	8 804	8 208
8	Potência reserva girante (MW) (6) + 0,01 x (7)	480	474
9	Custo variável reserva girante (10 ³ EUR) (8) x 8760 x 0,9976 €/MWh / 1000	4 205	4 153
10	Custo fixo reserva girante (10 ³ EUR) (8) x (5)	69 862	68 244
11	Custo da Reserva Girante (10³ EUR) (9) + (10)	74 067	72 397

Nota: Mercado regulado (MR) e mercado liberalizado (ML)

4.1.1.3 CUSTOS COM AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA A PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL E À EDIA, IMPUTADOS À TARIFA DE ENERGIA E POTÊNCIA

O custo com a aquisição de energia eléctrica a Produtores em Regime Especial (PRE) imputados à tarifa de Energia e Potência (TEP) é o custo equivalente da produção da mesma energia pelas centrais com CAE. Este custo resulta da aplicação da soma das tarifas de Energia e Potência e de Uso da Rede de Transporte em AT à energia eléctrica entregue à rede pelos PRE.

A energia entregue à rede pelos PRE foi cerca de 7% inferior ao valor previsto no cálculo das tarifas para 2006 e o valor do preço médio de aquisição ao SEP, cerca de 9,5% acima do valor previsto. Devido à conjugação destes factores, o custo com a aquisição de energia eléctrica à PRE imputado à TEP aumentou 1,8%.

As aquisições de energia eléctrica à EDIA situaram-se cerca de 77% abaixo do valor estimado. Para este desvio contribuiu não só o facto das aquisições de energia terem sido inferiores aos valores previstos mas também a um desvio ao nível do preço médio. Os valores monetários apresentados nas contas reguladas de 2006 são previsionais. A facturação definitiva ocorreu no 1º semestre de 2007.

Os custos da PRE e EDIA imputados à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica foram ligeiramente inferiores aos previsto para tarifas de 2006, conforme se pode observar no Quadro 4-6.

Quadro 4-6 - Cálculo dos custos de aquisição de energia eléctrica aos PRE e EDIA

		2006	Tarifas 2006	Desvio
a	Aquisições a PRE ao custo SEP			
	Energia (GWh)	8 789	9 451	-7,0%
b	Preço médio	65,93	60,21	9,5%
	Tarifa de Energia e Potência (€/ MWh)	62,33	56,70	
	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT (€/ MWh)	3,60	3,51	
c	Valor (10³ EUR) [(a) x (b)]	579 472	569 069	1,8%
Custos com a EDIA				
d	Energia (GWh)	54	332	-83,9%
e	Preço médio	69,51	49,00	41,9%
f	Valor (10³ EUR) [(e) x (d)]	3 726	16 263	-77,1%
Custos da PRE e EDIA imputados à tarifa EP (10³ EUR)		583 198	585 332	-0,4%

No Quadro 4-7 apresenta-se a evolução dos custos e da energia facturada pelos produtores em regime especial entre 2001 e 2006, bem como os valores previstos considerados na determinação das tarifas de 2006.

Nas previsões para 2006 a ERSE aceitou as previsões da REN.

Quadro 4-7 - Produção em Regime Especial entre 2001 e 2006

	2001 Real			2002 Real			2003 Real			2004 Real		
	EUR	GWh	€/MWh									
Cogeração	66 169	1 191	55,57	87 400	1 333	65,55	118 514	1 547	76,59	207 709	2 621	79,25
Resíduos Sólidos Urbanos e outros	29 077	442	65,76	30 720	448	68,51	42 562	594	71,69	30 003	413	72,70
Hídrica	43 874	671	65,39	52 973	705	75,09	76 289	981	77,79	59 534	749	79,50
Eólica	14 406	233	61,96	27 277	340	80,21	39 476	465	84,96	68 357	785	87,04
Produtores em Regime Especial	153 525	2 536	60,53	198 370	2 827	70,16	276 840	3 586	77,19	365 604	4 568	80,04

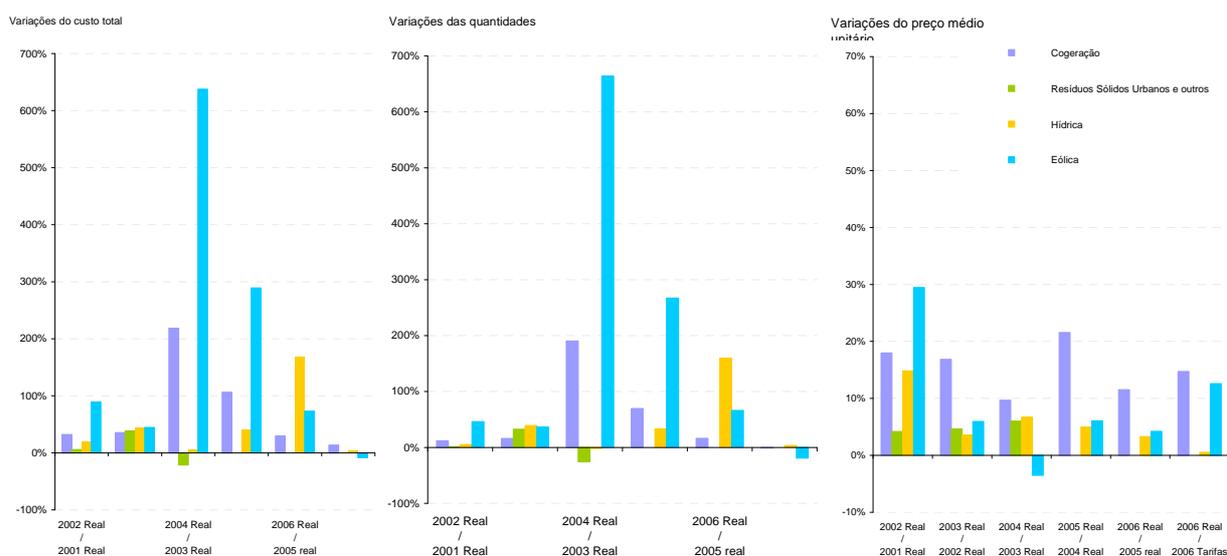
	2005 Real			2006 Tarifas			2006 Real			Devio (Real - Tarifas 2006)		
	EUR	GWh	€/MWh	EUR	GWh	€/MWh	EUR	GWh	€/MWh	EUR	GWh	€/MWh
Cogeração	330 680	3 827	86,40	377 336	4 492	84,00	428 447	4 447	96,35	13,5%	-1,0%	14,7%
Resíduos Sólidos Urbanos e outros	44 231	583	75,84	33 592	442	76,00	35 397	460	76,90	5,4%	4,1%	1,2%
Hídrica	31 120	385	80,77	80 269	967	83,01	83 427	1 000	83,43	3,9%	3,4%	0,5%
Eólica	153 654	1 735	88,59	291 116	3 550	82,00	266 151	2 883	92,32	-8,6%	-18,8%	12,6%
Produtores em Regime Especial	559 685	6 530	85,71	782 313	9 451	82,78	813 422	8 790	92,54	4,0%	-7,0%	11,8%

Fonte: REN

Todos estes acréscimos, bem como os que se registaram desde 2001, encontram-se representados na Figura 4-2.

O diferencial entre o custo de aquisição aos produtores em regime especial e o custo equivalente de produção da mesma energia pelas centrais do SEP é recuperado através da tarifa de Uso Global do Sistema.

Figura 4-2 - Evolução da PRE entre 2001 e 2006



Fonte: REN

4.1.1.4 OUTROS CUSTOS DO EXERCÍCIO ASSOCIADOS À ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

Em termos globais o montante da rubrica de “Outros custos” foi cerca de 32,4% superior ao inicialmente previsto, conforme se pode observar pela análise do Quadro 4-8.

Quadro 4-8 - Outros custos da AEE

Unidade: 10³ EUR

	2006	Tarifas 2006	Desvio (2006 - Tarifas 2006)	
			Valor	%
Fornecimentos e Serviços Externos	2 228	1 107	1 121	101,3%
Custos com Pessoal	3 159	3 213	-54	-1,7%
Outros Custos Operacionais	127	69	58	84,1%
Provisões	164	211	-47	-22,3%
Custos e Perdas Extraordinários	414	0	414	
Total	6 092	4 600	1 492	32,4%

Fonte: REN

A rubrica de fornecimentos e serviços externos apresentou o maior desvio, +1 121 milhares de euros. Esta situação resulta do facto da ERSE, no cálculo dos proveitos permitidos para tarifas 2006, ter decidido não aceitar o montante de custos com trabalhos especializados previstos pela REN, para esse ano, dado que no documento “Nota explicativa de alguns pressupostos”, de Junho de 2006, a REN não ter enviado qualquer justificação para a evolução desta rubrica, não havendo nenhuma referência aos trabalhos a que respeitavam.

4.1.1.5 PROVEITOS FACTURADOS NO ÂMBITO DA ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

A rubrica de “outros proveitos operacionais” apresenta um desvio de -41 milhares de euros relativamente ao previsto para tarifas de 2006.

Quadro 4-9 - Outros proveitos da AEE

Unidade: 10³ EUR

	2006	Tarifas 2006	Desvio (2006 - Tarifas 2006)	
			Valor	%
Outros Proveitos Operacionais	89	215	-126	-59%
Trabalhos Própria Empresa	2	2	0	0%
Rendas de prédios	17	24	-7	-29%
Proveitos e Ganhos Extraordinários	92	0	92	
Total	200	241	-41	-17%

4.1.1.6 GANHOS COMERCIAIS

A REN, através do Agente Comercial, pode adquirir energia para abastecer os clientes do mercado regulado, ou vender energia produzida pelas centrais com CAE, a agentes do mercado livre.

De acordo com o artigo 72.º do Regulamento Tarifário emitido pelo Despacho n.º 9 499-A/2003, de 14 de Maio, a REN partilha com os consumidores de energia eléctrica do mercado regulado os benefícios que obtém dessa actividade. Dos ganhos comerciais, 50% eram repercutidos na tarifa de Energia e Potência.

Os valores reais dos custos associados às transacções de energia eléctrica fora do mercado regulado que foram aceites para efeito da determinação do ajustamento a considerar no cálculo das tarifas para 2008 têm em conta o documento "Ganhos comerciais relativos à actividade de comercialização em 2006", de Maio de 2007, enviado à ERSE pela REN.

O quadro seguinte apresenta o cálculo do ganho comercial da REN, em 2006, a considerar para efeito das tarifas de 2008.

Quadro 4-10 - Ganho Comercial em 2006

		10 ³ EUR	GWh	cent €/kWh
a	Custos da Importação	145 329	3 339,4	4,35
b	Custo equivalente de produção vinculada	199 441	3 339,4	5,97
1	Ganho comercial nas importações [(b)-(a)] x 0,5	27 056		
c	Proveitos de Exportação	82 980	1 592,4	5,21
d	Custo de produção vinculada	47 437	1 592,4	2,98
e	Custo da potência TEP	0		
2	Ganho comercial nas exportações [(c)-(d)-(e)] x 0,5	17 772		
f	Proveito por arranques evitados	2 006		
g	Custo de arranques provocados	0		
3	Arranques [(f) - (g)] x 0,5	1 003		
4	Ganhos Comerciais (1) + (2) + (3)	45 830		

O ganho comercial da REN é obtido pela soma das diferenças entre:

- O custo equivalente da produção vinculada e o custo da importação, no valor de 199 441 – 145 329 = 54 1123 milhares de euros.
- O proveito das exportações e o custo equivalente da produção vinculada dessa energia (incluindo a parcela de potência), no valor de 82 980 – 47 437 = 35 543 milhares de euros.
- Os proveitos por arranques evitados e o custo de arranques provocados, no valor de 2 006 milhares de euros.

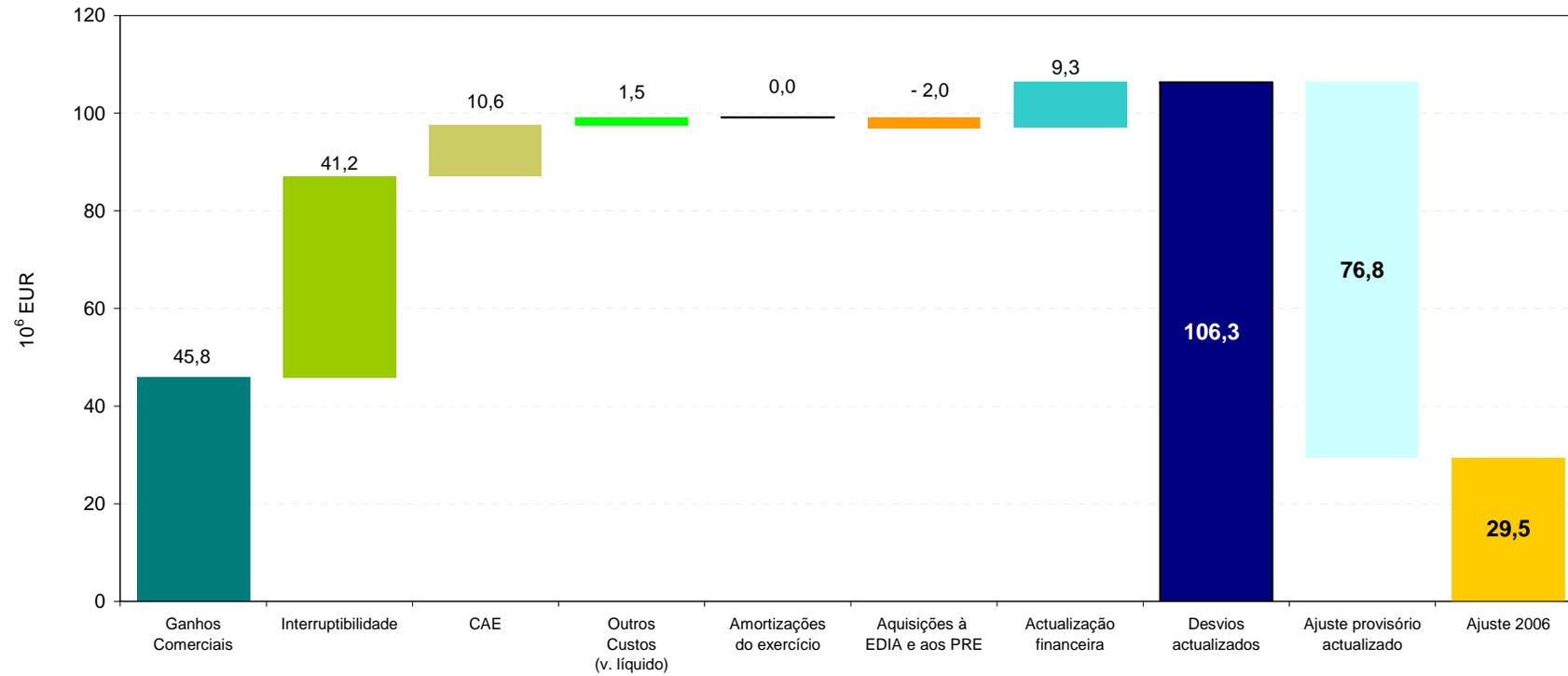
O ganho comercial obtido foi de 91 661 milhares de euros, valor sobre o qual é permitida à entidade concessionária da RNT a retenção de 50%, ou seja, 45 830 milhares de euros.

4.1.1.7 DECOMPOSIÇÃO DO DESVIO DA COMPONENTE FIXA DOS PROVEITOS PERMITIDOS NA ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

A soma algébrica de todos os desvios, no montante de -97 004 milhares de euros (ver Quadro 4-1), representa o desvio entre os proveitos permitidos previstos e os recalculados com base em valores reais. Contudo, de acordo com o artigo 72.º do Regulamento Tarifário emitido pelo Despacho n.º 9 499-A/2003, de 14 de Maio, embora o ajustamento definitivo deste diferencial seja calculado com um diferimento de dois anos, está previsto um ajustamento provisório ao fim de um ano que foi calculado em 2006 e incorporado nas tarifas de 2007 no montante de -73 382 milhares de euros, que tem de ser deduzido ao

valor do ajuste definitivo. Da actualização destes dois valores pela aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, em vigor a 30 de Junho de 2007, acrescida de meio ponto percentual, resulta um ajustamento aos proveitos desta actividade a incorporar nas tarifas de 2008 no montante de -29 473 milhares de euros (Figura 4-3).

Figura 4-3 - Decomposição do desvio na actividade de AEE em 2006



4.1.2 AJUSTAMENTO DA COMPONENTE VARIÁVEL

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 715⁷ milhares de euros.

O Quadro 4-11 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.

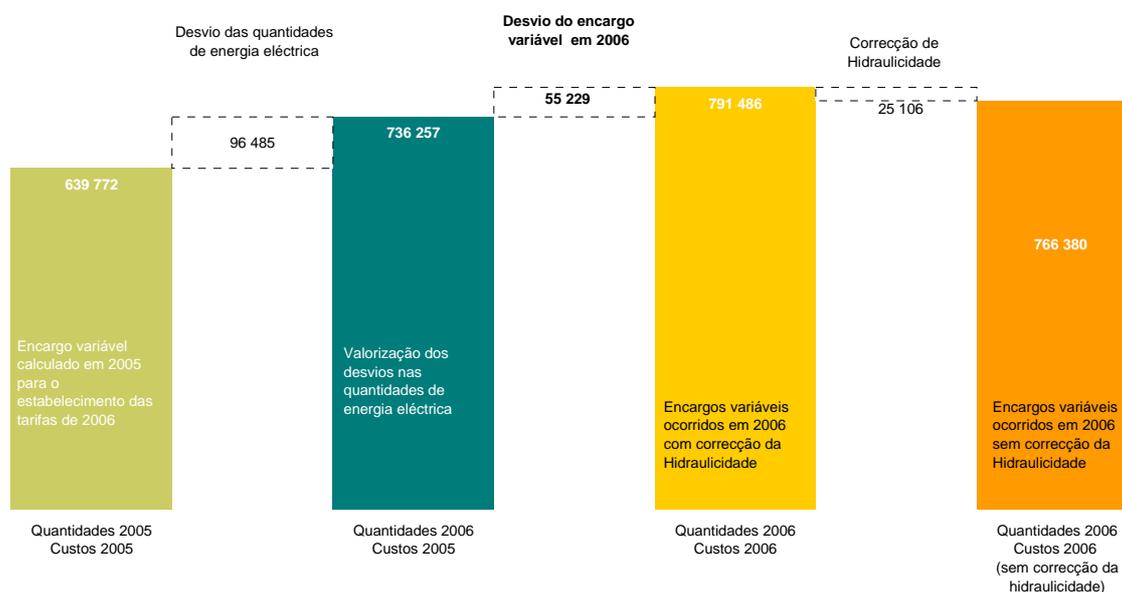
Quadro 4-11 - Ajustamento da componente variável relativo a 2006 na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica

			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%	

⁷ Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a recuperar pela empresa.

O valor total do desvio dos encargos variáveis de aquisição de energia eléctrica referente a 2006, de 55 229 milhares de euros (determinado no Quadro 4-11), pode ser visualizado na Figura 4-4 e é repartido da seguinte forma:

- Na primeira barra está representado o valor previsto para 2006 dos encargos variáveis da produção das centrais com Contratos de Aquisição de Energia Eléctrica, adicionados dos encargos com a importação de energia eléctrica para abastecimento dos clientes do comercializador de último recurso, deduzidos dos encargos com a exportação de energia eléctrica com origem nas centrais com Contratos de Aquisição de Energia Eléctrica, calculado em 2005 para o estabelecimento das tarifas de 2006, no montante de 639 772 milhares de euros.
- Na segunda barra apresentam-se os valores ocorridos em 2006 dos encargos variáveis de energia corrigidos pelo desvio de quantidades de energia eléctrica emitida para a rede pelas centrais de produção com Contratos de Aquisição de Energia Eléctrica, bem como a energia eléctrica importada deduzida da energia eléctrica exportada, afecta aos consumos dos clientes do comercializador de último recurso, facturados ao custo marginal do sistema que totalizam 736 257 milhares de euros. O desvio face ao valor da primeira barra é de 96 485 milhares de euros devido à diferença de quantidades.
- A terceira barra representa os valores ocorridos em 2006 dos encargos de produção de energia eléctrica corrigidos da hidraulicidade, adicionados dos encargos com a importação de energia eléctrica para abastecimento dos consumos dos clientes do comercializador de último recurso, deduzidos dos encargos com a exportação de energia eléctrica com origem nas centrais com Contratos de Aquisição de Energia Eléctrica num total de 791 486 milhares de euros. O desvio entre o valor ocorrido em 2006 e o valor previsto em 2005 é de 151 714 milhares de euros (791 486 - 639 772), contudo, devido ao desvio nas quantidades fornecidas ter sido de 96 485 milhares de euros, o desvio do encargo variável de energia eléctrica em 2006 é de 55 229 milhares de euros.
- A quarta barra representa os valores de 2006 dos encargos de produção de energia eléctrica adicionados dos encargos com a importação de energia eléctrica para abastecimento dos consumos dos clientes do comercializador de último recurso, deduzidos dos encargos com a exportação de energia eléctrica com origem nas centrais com Contratos de Aquisição de Energia Eléctrica que totalizam 766 380 milhares de euros. Este seria o valor dos encargos de energia eléctrica que deveria ser considerado para cálculo dos desvios caso não existisse o mecanismo de correcção de hidraulicidade.

Figura 4-4 - Desvio dos encargos variáveis de aquisição de energia eléctrica em 2006Unidade: 10³ EUR

Para o valor do desvio do encargo variável contribuem fundamentalmente os seguintes factores que em seguida se analisam:

1. Custos dos combustíveis e produção das centrais térmicas
2. Custos derivados da hidraulicidade
3. Importações e exportações de energia eléctrica
4. Licenças de CO₂

1. CUSTOS DOS COMBUSTIVEIS E PRODUÇÃO DAS CENTRAIS TÉRMICAS

O encargo de energia (encargo de combustível e alguns serviços de sistema) é a componente variável dos encargos com os Contratos de Aquisição de Energia Eléctrica (CAE). O Quadro 4-12 mostra que em 2006 o encargo de energia foi cerca de 14,8% superior ao valor considerado nas tarifas de 2006. Se for considerado o diferencial da correcção de hidraulicidade e as licenças de emissão de CO₂, a diferença entre os valores implícitos nas tarifas de 2006 e os valores verificados em 2006 é ainda superior. O diferencial de correcção de hidraulicidade representa um acréscimo no encargo de energia em 2006 de cerca de 25,1 milhões de euros, enquanto que, em sentido contrário, as licenças de emissão de CO₂ diminuem o valor do encargo de energia em 7,7 milhões de euros.

Quadro 4-12 - Encargos variáveis e encargos de combustíveis implícitos nas Tarifas 2006 e ocorridos em 2006

Unidade: 10³ euros

	Tarifas de 2006 (1)	2006 Real (2)	% ((2)-(1))/(1)
Encargo energia definido nos CAE sem licenças de emissão de CO ₂	529 377	607 550	14,8%
Encargo de combustível	510 556	596 109	16,8%
Peso do encargo combustível nos encargos variáveis	96,4%	98,1%	-
Encargo energia definido nos CAE com correcção de hidraulicidade e custos de licenças de emissão de CO ₂	529 377	624 988	18,1%

Nota: O encargo de energia incorpora o encargo de combustível, o acordo de gestão de consumo com a Transgás, taxas portuárias e alguns serviços de sistema (arranques, compensação síncrona e teleregulação)

Fonte: ERSE, REN

O Quadro 4-12 mostra igualmente que a quase totalidade dos encargos variáveis decorrentes dos CAE são compostos pelo encargo de combustível. Os restantes custos são serviços auxiliares fornecidos pelas centrais, são custos que variam directamente com o encargo variável ou ainda custos específicos a cada central (taxas portuárias no caso das centrais a carvão de Sines e do Pego e o Acordo de Gestão de Consumo no caso da central a ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro).

Pela sua importância, a análise da variação do encargo variável dos CAE incidirá sobre o encargo de combustível.

O encargo de combustível varia tendo em conta os seguintes factores:

- Custo unitário dos combustíveis consumidos.
- Produção total das centrais térmicas e respectiva estrutura de produção das centrais térmicas.

CUSTO UNITÁRIO DOS COMBUSTÍVEIS CONSUMIDOS

O Quadro 4-13 mostra que o custo unitário do fuelóleo na central de Setúbal ocorrido em 2006 é superior em quase 34% ao implícito nas tarifas de 2006. Relativamente ao custo unitário do gás natural, o valor verificado para 2006 é superior em mais de 19% aos valores implícitos nas tarifas de 2006. Pelo contrário, o custo unitário do carvão estimado para 2006 é inferior ao custo unitário implícito nas tarifas de 2006.

Quadro 4-13 - Custos unitários dos combustíveis implícitos nas Tarifas 2006 e ocorridos em 2006

	Tarifas de 2006 (1)	2006 Real (2)	% ((2)-(1))/(1)
Setúbal (fuelóleo) €/t	202,6	270,9	33,7%
Sines (carvão) €/tec	59,1	54,7	-7,6%
Pego (carvão) €/tec	70,0	58,3	-16,8%
Tapada do Outeiro (gás natural) €/m ³	242,4	289,4	19,4%

Nota: para o carvão ocorrido em 2006 supôs-se 1t=0,929 tec

Fonte: ERSE, REN

PRODUÇÃO TOTAL DAS CENTRAIS TÉRMICAS

A produção total das centrais térmicas com CAE varia consoante:

- A produtividade hidroelétrica.
- O total do consumo dos clientes do comercializador de último recurso (CUR).
- Os custos de produção face a outras fontes de abastecimento dos clientes do comercializador de último recurso.
- A evolução da Produção em Regime Especial (PRE).

O Quadro 4-14 mostra que o consumo dos clientes do comercializador de último recurso verificado em 2006 é maior do que os valores implícitos nas tarifas de 2006. Para este maior valor do consumo estimado para 2006 contribuíram para valores mais elevados no que concerne: à produção das centrais térmicas, à parcela livre e ao saldo importador. Pelo contrário, as quantidades entregues pela PRE e pelas centrais hídricas em 2006 são mais baixas do que nos valores implícitos nas tarifas de 2006.

Quadro 4-14 - Produção para abastecimento dos clientes do comercializador de último recurso ocorrida em 2006 e implícita nas Tarifas 2006

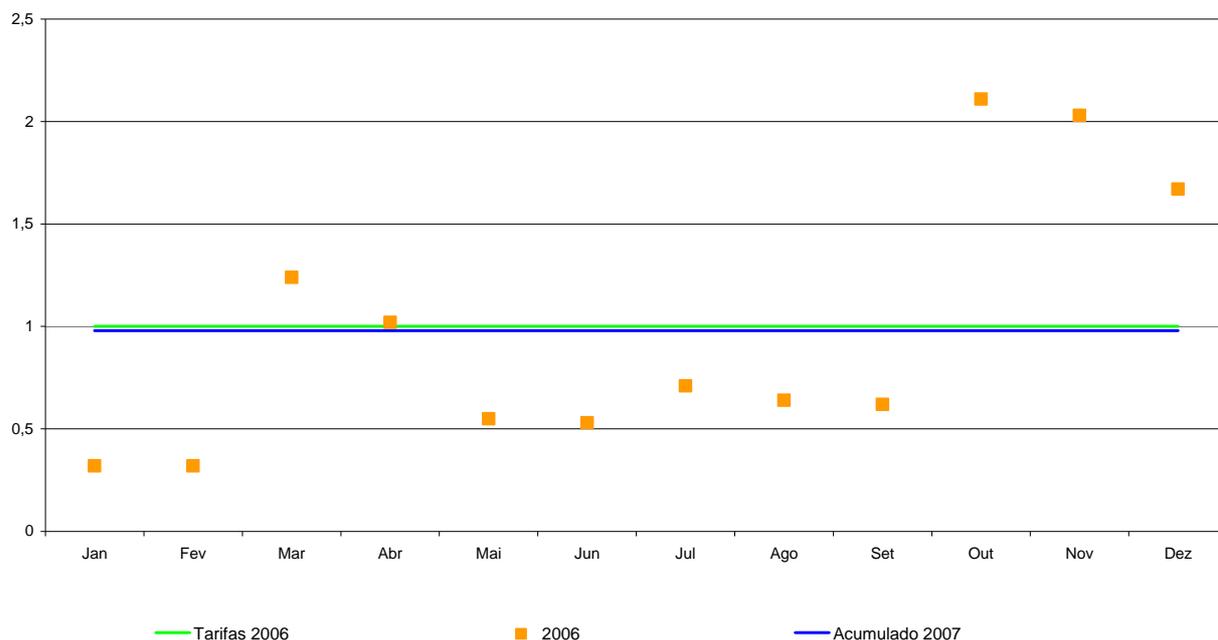
Unidade: GWh

	Tarifas de 2006 (1)	2006 real (2)	% ((2)-(1))/(1)
Centrais térmicas com CAE	18 477	19 750	7%
Aproveitamentos hidroeléctricos com CAE (sem bombagem)	9 656	8 954	-7%
Saldo importador	0	1 603	-
PRE e EDIA	9 783	8 810	-10%
Parcela livre	0	2 462	-
Saldo Mercado regulado/Mercado livre	0	-116	-
Total consumo dos clientes do Comercializador de Último Recurso	37 916	41 462	9%

Fonte: ERSE, REN

A produtividade hidroeléctrica em 2006 foi de 0,98, apenas ligeiramente mais baixa do que o que ocorre em ano médio. A Figura 4-1 ilustra este facto.

Figura 4-1 – Evolução da produtividade hidroelétrica



Fonte: REN

O aumento da produção das centrais térmicas face ao implícito nas tarifas de 2006 não se verifica na mesma proporção em todas as centrais.

O Quadro 4-15 e a Figura 4-2 mostram que as centrais a fuelóleo e a carvão⁸ contribuem mais para a produção total das centrais térmicas em 2006 do que o previsto nas tarifas de 2006.

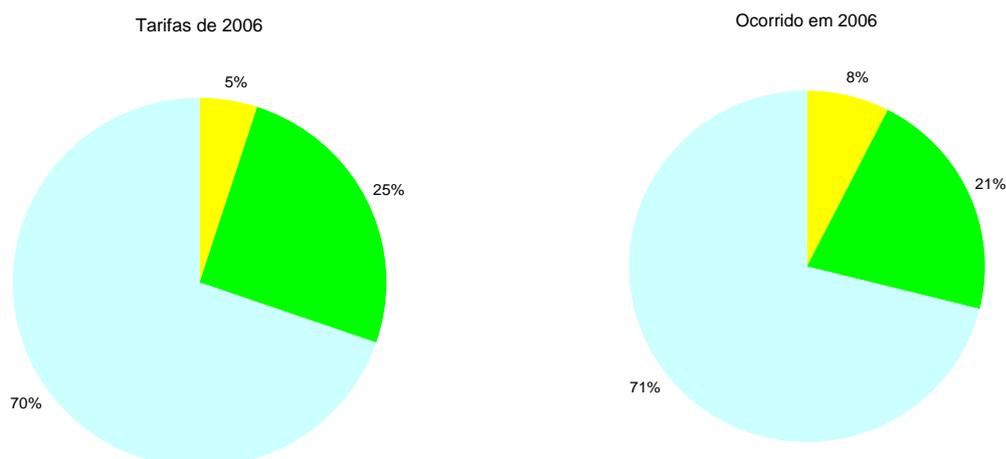
⁸ O decréscimo da produção da central do Pego em 2006 face ao implícito nas tarifas de 2006 é mais do que compensado pelo acréscimo da produção da central de Sines.

Quadro 4-15 - Produção das centrais térmicas implícitas nas tarifas de 2006 e ocorrida em 2006

Unidade: GWh

	Tarifas de 2006 (1)	2006 real (2)	% $((2)-(1))/(1)$
Carregado fuel	18	129	608,6%
Carregado gás natural	0	110	-
Barreiro	71	145	105,1%
Tunes	0	1	-
Setúbal	832	1 235	48,4%
Sines	8 147	9 694	19,0%
Tejo Energia	4 765	4 376	-8,2%
Turbogás	4 643	4 060	-12,6%
Total	18 477	19 750	6,9%
Total térmica e hídrica (sem bombagem)	28 132	28 704	2,0%

Fonte: ERSE, REN

Figura 4-2- Estruturas de produção implícitas nas tarifas de 2006 e ocorridas em 2006

Fonte: ERSE, REN

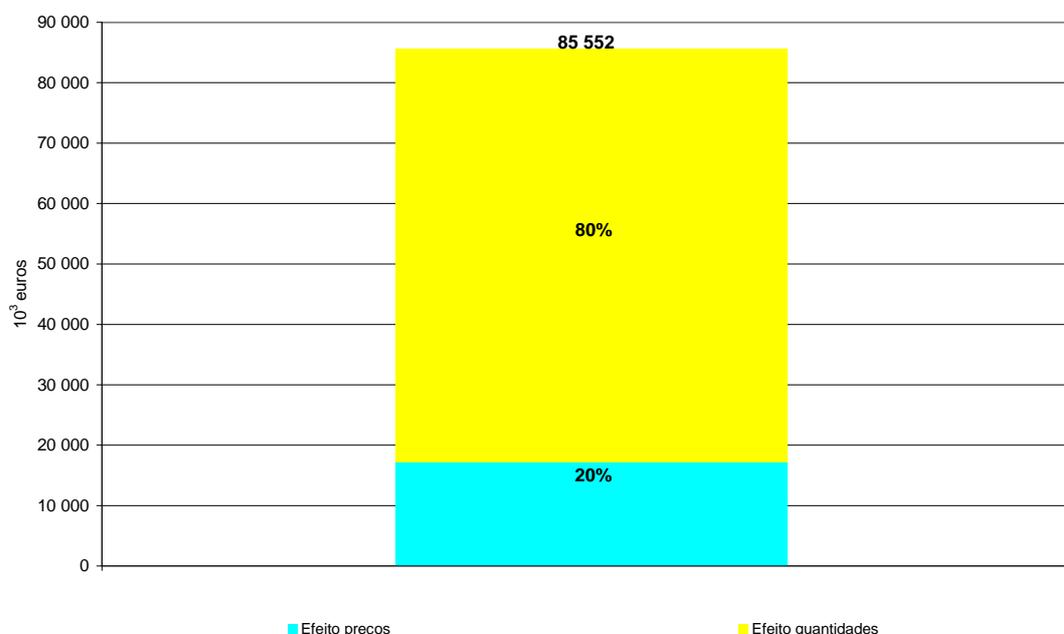
De seguida, apresentam-se os impactes das quantidades produzidas pelas centrais térmicas e dos custos unitários de combustíveis, na diferença apurada entre os encargos de combustíveis verificados em 2006 e nas tarifas de 2006.

IMPACTE DAS QUANTIDADES PRODUZIDAS PELAS CENTRAIS TÉRMICAS E DOS CUSTOS UNITÁRIOS DE COMBUSTÍVEIS

A Figura 7-6 mostra que o impacte das quantidades produzidas, efeito quantidades, contribuiu em 80% para a diferença de 85,6 milhões de euros existente entre o encargo de combustível previsto para as tarifas de 2006 e o valor ocorrido em 2006, enquanto que a variação dos custos unitários dos combustíveis, efeito preços, contribuiu em apenas 20% para esta diferença. O forte aumento dos custos

com as centrais a fuelóleo face ao previsto não tem um impacte no encargo de combustível, devido ao pouco peso que representa no conjunto da produção das centrais com CAE.

Figura 4-5 - Impacte da estrutura de produção das centrais térmicas e da evolução dos custos de combustíveis



Fonte: ERSE, REN

2. CUSTOS DERIVADOS DA HIDRAULICIDADE

O mecanismo de correcção de hidraulicidade tem como objectivo regularizar a variação interanual dos encargos variáveis com a produção termoelétrica e com a importação de electricidade, devido à irregularidade dos regimes hidrológicos. O ano de 2006 foi quase médio, caracterizado por um Índice de Produtibilidade Hidroelétrica (IPH) de 0,98 o que significa que as afluências hidroeléctricas verificadas no território continental se situaram 2% abaixo da média das afluências registadas em períodos homólogos dos últimos anos.

De acordo com o estabelecido no Decreto-Lei n.º 338/91, de 10 de Setembro, pretende-se com o mecanismo de correcção de hidraulicidade reduzir a variabilidade dos custos com a produção de energia eléctrica. O diferencial de custos devido à variação da produção hidroeléctrica é calculado pela diferença entre o custo de produção obtido por simulação da exploração do sistema electroprodutor com o regime ocorrido, e o custo de referência, correspondente à média dos custos calculados por simulações efectuadas com os regimes hidrológicos verificados nos últimos 30 anos.

Em regime hidrológico seco, o custo real de produção é maior que o custo de referência, suportando o fundo de correcção de hidraulicidade este diferencial. Em regime húmido, ocorre uma situação inversa, incorporando o fundo a diferença entre o custo verificado e o custo de referência.

A ocorrência de quatro meses com afluências muito favoráveis, não obstante a hidraulicidade registada em termos anuais ter-se aproximado de um ano médio, implicou um custo no sistema de 25 106 milhares de euros.

3. IMPORTAÇÕES, EXPORTAÇÕES E DESVIOS DE ENERGIA ELÉCTRICA

No cálculo dos proveitos permitidos para tarifas, não se previram quaisquer valores nem para importações, nem para exportações, nem para desvios.

Em 2006 importaram-se 3 105 GWh por 143 132 milhares de euros e exportaram-se 1 502 GWh por 102 274 milhares de euros. Foi ainda contabilizado um custo relacionado com desvios com entidades no mercado livre no total de 11 058 milhares de euros.

O saldo importador e os desvios totalizam em 2006 o montante de 51 916 milhares de euros.

4. LICENÇAS DE CO₂

De acordo com informação enviada pela REN, registou-se um proveito de 7 668 milhares de euros com as licenças de CO₂.

4.2 GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

De acordo com os artigos 73.º e 74.º do Regulamento Tarifário, os proveitos a proporcionar em 2008 pela tarifa de Uso Global do Sistema são ajustados pela diferença entre os proveitos efectivamente facturados em 2006 e os que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 73.º do Regulamento Tarifário emitido pelo Despacho n.º 9 499-A/2003, de 14 de Maio aos valores verificados em 2006.

O Quadro 4-16 compara os valores verificados em 2006 (“2006”), com os previstos em 2005 para o cálculo da tarifa de 2006 (“Tarifas 2006”). O desvio a repercutir nas tarifas de 2008 resulta da diferença entre os proveitos facturados pela entidade concessionária da RNT pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema fixada para 2006 (457 080 milhares de euros) e os proveitos permitidos recalculados com os valores reais (473 836 milhares de euros).

Este montante é actualizado para 2008, por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, em vigor em 30 de Junho de 2007, acrescida de meio ponto percentual.

O ajustamento dos proveitos da actividade de Gestão Global do Sistema em 2006 a repercutir nas tarifas de 2006 é de -18 360⁹ milhares de euros.

⁹ Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a recuperar pela empresa.

Quadro 4-16 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade GGS em 2006

		2006	Tarifas 2006	Diferença 2006-tarifas 2006	
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
A	$R_{GS,t}^T = a + b \times \frac{c}{100} + d + e - f - g$	112 454	117 423	-4 371	-3,7%
a	Am _{GS,t} ^{GS}	6 605	7 220	-615	-8,5%
b	Ad _{GS,t} ^{GS}	41 586	50 117	-8 530	-17,0%
c	r _{GS,t}	7,0	7,0		
d	CSS _{GS,t}	90 017	91 605	-1 588	-1,7%
e	CGS _{GS,t}	10 371	11 043	-672	-6,1%
f	S _{GS,t}	2 920	1 424	1 496	105,1%
g	$\Delta R_{GS,t-2}^T$	-5 470	-5 470	0	0,0%
B	$R_{PGL,t}^T = j + k - l + m + n + o + p + q + r + s + t + u$	361 382	342 739	18 643	5,4%
h	RA _{PGL,t}	0	0	0	
i	RAM _{PGL,t}	0	0	0	
j	$\Delta RA_{PGL,t-1}^T$	3 174	3 174	0	0,0%
k		235 037	217 227	17 810	8,2%
	SPRE ₁ ^{FER}				
	SPRE ₁ ^{FERNR}	94 033	106 396	-12 362	-11,6%
l	R _{CVEE,t} ^{AC}	141 004	110 831	30 172	27,2%
m	TER _{PGL,t} = TER _{PGLZPH,t} + TER _{PGLZPH,t}	32 269	32 371	-103	-0,3%
	TER _{PGLZPH,t} = Am _{TerDPH} _{PGL,t} + Act _{TerDPH} _{PGL,t} X I _{TerDPH} _{PGL,t}				
	f _{TerDPH} _{PGL,t}	30 709	30 745	-37	-0,1%
	Am _{TerDPH} _{PGL,t}	4,27	4,29	-0,02	-0,5%
	Act _{TerDPH} _{PGL,t}	14 097	14 062	36	0,3%
	TER _{PGLZPH,t} = Am _{TerZPH} _{PGL,t} + Act _{TerZPH} _{PGL,t} X I _{TerZPH} _{PGL,t}				
	f _{TerZPH} _{PGL,t}	388 982	388 901	82	0,0%
	Am _{TerZPH} _{PGL,t}	1 560	1 626	-66	-4,1%
	Act _{TerZPH} _{PGL,t}	4,27	4,29	-0,02	-0,6%
	Am _{TerZPH} _{PGL,t}	723	800	-77	-9,6%
	Act _{TerZPH} _{PGL,t}	19 617	19 254	363	1,9%
n	TER _{PGL 9903,t}	36 704	35 768	936	2,6%
o	REG _{GS,t}	6 155	6 155	0	0,0%
p	AdC _{PGL,t}	320	320	0	0,0%
q	OC _{PGL,t}	7 982	7 982	0	0,0%
r	$\Delta R_{PGL,t-2}^T$	-46 090	-46 090	0	0,0%
L = A - H	Proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS	473 836	460 162	14 271	3,1%
M = B + G	Proveitos facturados com a tarifa de Uso Global do Sistema	457 080			
N = C + I	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos	-16 756			
O = E + K	Ajustamento em t, dos proveitos da actividade de Gestão Global do Sistema facturados em t-2	-18 360			
J	i_{t-1}^E				4,6750%

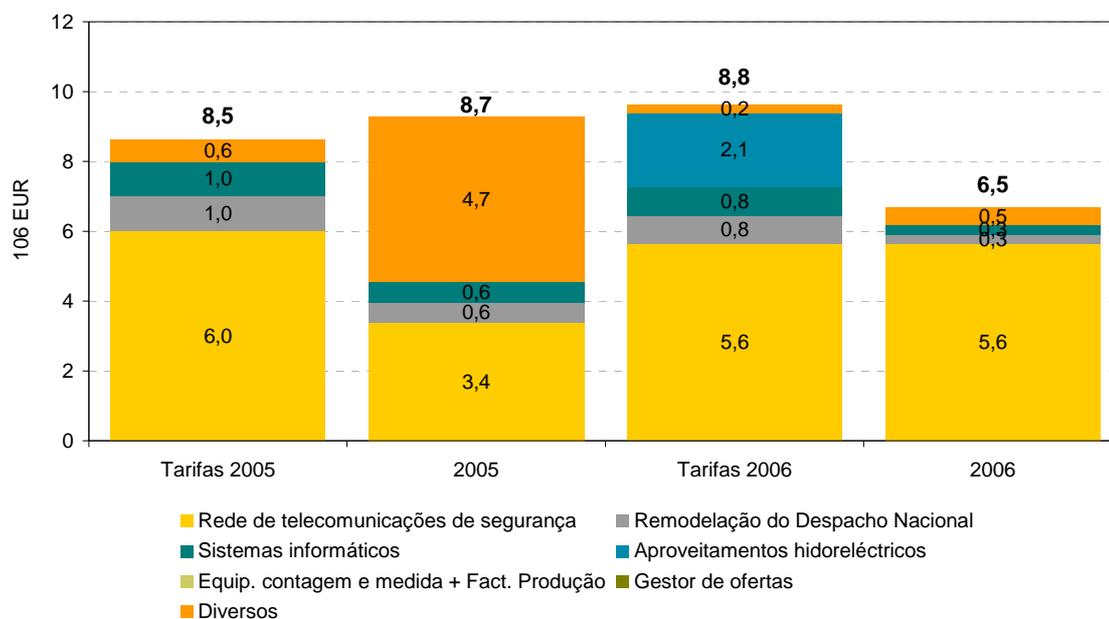
De seguida faz-se a análise do desvio, para cada rubrica que o compõe.

4.2.1 CUSTOS DE GESTÃO DO SISTEMA

O desvio de -17,0% no activo líquido a remunerar resulta da utilização de valores provisórios sobrestimados relativamente aos valores do activo líquido referente a 2005, assim como de um menor montante de transferências para exploração conforme se pode verificar no Quadro 4-17.

Relativamente ao investimento estava previsto um montante de 2,1 milhões de euros em aquisições de terrenos para centrais de produção vinculada que acabou por não ocorrer. Retirando este montante o nível de realização do investimento situou-se nos 97%.

Figura 4-6 - Investimento na actividade de Gestão Global do Sistema



Fonte: REN

Quadro 4-17 - Movimentos no activo líquido a remunerar

Unidade: 10³ EUR

	2006 (1)	Tarifas 2006 (2)	Desvio [(1) – (2)] / (2)
Investimento Custos Técnicos^[1]	6 459	6 694	-3,5%
Activo Fixo Bruto ^[1]			
Saldo Inicial (1)	166 654	173 337	-3,9%
Investimento Directo	73	213	
Transferências p/ exploração	1 424	6 772	
Reclassificações, alienações e abates	1 850	-57	
Saldo Final (2)	170 001	180 264	-5,7%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	122 608	123 103	-0,4%
Amortizações do Exercício	6 611	7 220	
Regularizações	1 423	-58	
Saldo Final (4)	130 642	130 266	0,3%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	0	0	
Comparticipações do ano	0	0	
Amortizações do ano	7	0	
Saldo Final (6)	234	0	
Activo líquido a remunerar			
Valor de 2005 (7) = (1) – (3) – (5)	44 046	50 234	-12,3%
Valor de 2006 (8) = (2) – (4) – (6)	39 125	49 998	-21,7%
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	41 586	50 116	-17,0%

Nota: ^[1] Exclui terrenos dos aproveitamentos hidroeléctricos transferidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica.

Relativamente à parcela “Outros custos” (OG^{UGS}) verificou-se uma redução de 6,1%, conforme se pode observar no Quadro 4-18.

Quadro 4-18 - Outros custos da GGSUnidade: 10³ EUR

	2006	Tarifas 2006	Desvio (2006 - Tarifas 2006)	
			Valor	%
Materiais Diversos	0	31	-31	-100,0%
Fornecimentos e Serviços Externos	2 787	3 573	-786	-22,0%
Custos com Pessoal	6 274	6 462	-188	-2,9%
Outros Custos Operacionais	553	543	10	1,8%
Provisões	336	434	-98	-22,6%
Custos e Perdas Extraordinários	421	0	421	
Total	10 371	11 043	-672	-6,1%

Fonte: REN

O maior desvio em termos absolutos ocorreu na rubrica de fornecimentos e serviços externos que apresentou um desvio de -786 milhões de euros, relativamente ao previsto. Importa lembrar que para tarifas 2006 não foi considerado qualquer montante para trabalhos especializados, caso contrário este desvio ainda seria maior.

4.2.2 CUSTOS COM SERVIÇOS DO SISTEMA

O desvio no total dos serviços do sistema foi de -1,7% relativamente ao valor previsto. O maior desvio em termos relativos ocorreu ao nível da rubrica de arranques, cujo valor ocorrido ficou aquém do previsto em cerca de 42,6%.

Os desvios das rubricas de “reguladores de centrais” e “custo da reserva girante” já foram objecto de análise no ponto 4.1.1.2.

Quadro 4-19 - Custos do sistemaUnidade: 10³ EUR

	2006	Tarifas 2006	Desvio (2006 - Tarifas 2006)	
			Valor	%
Arranques	4 565	7 947	-3 382	-42,6%
Reguladores das Centrais	11 386	11 262	124	1,1%
Custo da Reserva Girante	74 067	72 397	1 670	2,3%
Total	90 017	91 605	-1 588	-1,7%

4.2.3 CUSTOS COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA À EDIA E A PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL IMPUTADOS À ACTIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

Os custos com a aquisição de energia à EDIA e a produtores em regime especial imputados à actividade de Gestão Global do Sistema superaram as previsões em cerca de 8,2%.

Quadro 4-20 - Custos com a aquisição de energia à EDIA e a produtores em regime especial imputados à actividade de Gestão Global do Sistema

Unidade: 10³ EUR

	2006	Tarifas 2006	Desvio
Sobrecusto imputado à tarifa UGS	233 950	213 244	9,7%
Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica à PRE a partir de fontes de energia renováveis	94 033	106 396	-11,6%
Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica à PRE a partir de fontes de energia não renováveis	139 917	106 849	30,9%
EDIA	1 087	3 983	-72,7%
Custos com a aquisição de energia à PRE e à EDIA, imputados à tarifa de UGS	235 037	217 227	8,2%

AQUISIÇÕES A PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL

A diferença entre o custo de aquisição de energia eléctrica aos PRE e o custo equivalente de aquisição desta energia ao Sistema Público constitui um sobrecusto que é imputado à tarifa de Uso Global do Sistema (UGS). Este sobrecusto de aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime especial foi cerca de 9,7% superior ao inicialmente previsto. Para este aumento contribuiu não só o acréscimo no sobrecusto unitário na ordem dos 18% como também o desvio nas quantidades previstas adquirir aos produtores em regime especial na ordem dos -7%.

Figura 4-7 - Sobrecusto com a aquisição aos produtores em regime especial

		2006	Tarifas 2006	Desvio
	Aquisições aos PRE			
a	Custo de Aquisição aos PRE (10 ³ EUR)	813 422	782 313	4,0%
b	Energia (GWh)	8 789,2	9 451,4	-7,0%
c	Preço médio (€/MWh) [(a) / (b)]	92,55	82,77	11,8%
d	Preço médio SEP	65,93	60,21	9,5%
	Tarifa de Energia e Potência (€/ MWh)	62,33	56,70	
	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT (€/ MWh)	3,60	3,51	
e	Sobrecusto unitário (€/MWh) [(c) - (d)]	26,62	22,56	18,0%
f	Sobrecusto imputado à tarifa UGS (10³ EUR) [(e) x (b)]	233 950	213 244	9,7%

AQUISIÇÕES À EDIA

No cálculo dos proveitos permitidos para tarifas 2006 manteve-se o valor estabelecido pela Portaria n.º 1458/2004, de 9 de Dezembro¹⁰, de 12 /MWh para a remuneração dos serviços do sistema. A REN, a título provisório, considerou o montante de 1 087 milhares de euros. A facturação definitiva ocorreu no 1º semestre de 2007 e será considerada no ajustamento dos valores de 2007 a incorporar nas tarifas de 2009.

4.2.4 OUTROS PROVEITOS DA ACTIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

Todas as rubricas de proveitos superaram as previsões e no total o montante de proveitos duplicou o previsto para tarifas.

¹⁰ A portaria n.º 614/2005, de 27 de Julho, prorrogou o prazo para a aplicação deste preço até 31 de Dezembro de 2005.

Quadro 4-21 - Outros proveitos da GGS

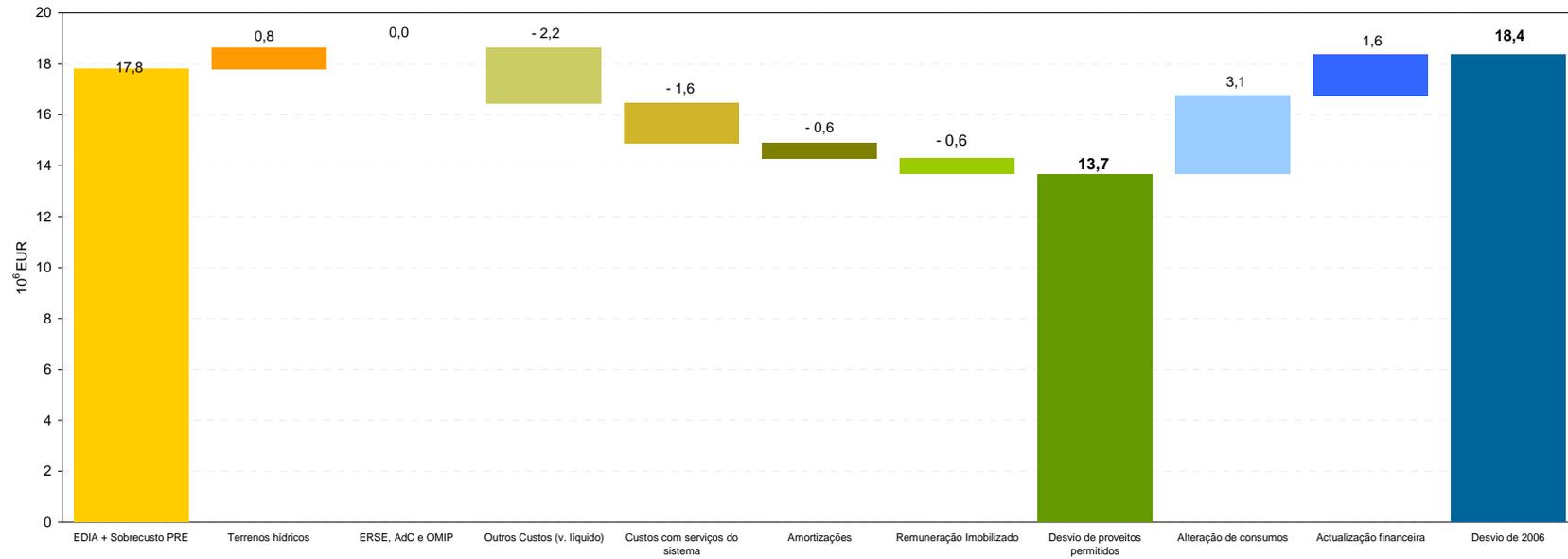
Unidade: 10³ EUR

	2006	Tarifas 2006	Desvio (2006 - Tarifas 2006)	
			Valor	%
Proveitos da Rede de Segurança	1 420	452	968	214%
Outros Proveitos Operacionais	259	60	199	332%
Trabalhos Própria Empresa	1 116	811	305	38%
Rendas de Prédios	102	99	3	3%
Proveitos e Ganhos Extraordinários	23	2	21	1051%
Total	2 920	1 424	1 496	105%

4.2.5 DECOMPOSIÇÃO DO DESVIO DOS PROVEITOS PERMITIDOS NA ACTIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

A Figura 4-8 representa a decomposição do desvio dos proveitos permitidos da actividade de Gestão Global do Sistema em 2006. Da análise desta figura verifica-se que o valor do desvio dos proveitos permitidos é de 13,7 milhões de euros. No entanto, devido a alteração de consumos a REN tem a recuperar 16,8 milhões de euros que actualizados à taxa de juro EURIBOR de 30 de Junho de 2007, acrescida de 0,5%, atingirem 18,4 milhões de euros.

Figura 4-8 - Decomposição do desvio dos proveitos permitidos da actividade de GGS em 2006



4.3 TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA

De acordo com o artigo 77.º do Regulamento Tarifário, os proveitos permitidos a proporcionar em 2008 pelas tarifas de Uso da Rede de Transporte são ajustados pela diferença entre os proveitos efectivamente facturados em 2006 e os que resultam da aplicação da fórmula básica definida no n.º 1 do artigo 77.º aos valores verificados em 2006.

O Quadro 4-22 compara os valores verificados em 2006 ("2006") com os previstos em 2005 para o cálculo das tarifas de 2006 ("Tarifas 2006"). O desvio a repercutir nas tarifas de 2008 resulta da diferença entre os proveitos facturados pela entidade concessionária da RNT pela aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte fixadas para 2006 (172 911 milhares de euros) e os proveitos permitidos recalculados com os valores reais (175 278 milhares de euros), adicionados dos custos com a promoção do desempenho ambiental (1 454 milhares de euros), no total de 176 732 milhares de euros. Este montante de -3 821 milhares de euros é actualizado para 2008, por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, em vigor em 30 de Junho de 2007, acrescida de meio ponto percentual.

Quadro 4-22 - Cálculo do ajustamento na actividade TEE

		2006	Tarifas 2006	Diferença 2006-tarifas 2006	
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
Am_t^T	amortizações dos activos afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica	58 968	59 139	-171	-0,3%
OC_t^T	outros custos associados à actividade de Transporte de Energia Eléctrica	51 544	42 823	8 722	20,4%
Act_t^T	valor médio dos activos afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, líquido de amortizações e participações	987 396	1 032 512	-45 116	-4,4%
r_t^T	taxa de rendibilidade permitida para os activos afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica (%)	7,0%	7,0%		
S_t^T	proveitos facturados no âmbito da actividade de Transporte de Energia Eléctrica e que não resultam das tarifas de URT	8 998	6 951	2 047	29,4%
Δ_{t-2}^T	Ajustamento em 2006, dos proveitos relativos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica de 2004	-4 646	-4 646	0	0,0%
R_t^T	Proveitos permitidos com as tarifas de Uso da Rede de Transporte	175 278	171 933	3 345	1,9%
R_t^T	Proveitos facturados com as tarifa de Uso da Rede de Transporte	172 911			
$R_t^T - R_t^T$	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos	-2 367			
Amb_t^T	Custos com a promoção da qualidade do ambiente	1 454			
t_{t-1}^T	taxa de juro EURIBOR a três meses, Junho de 2007 acrescida de 0,5 pontos percentuais	4,68%			
Δ_{2006}^T	Ajustamento em 2008, dos proveitos das tarifas de URT facturados em 2006	-4 187			

De seguida faz-se a análise do desvio, para cada rubrica que o compõe.

4.3.1 AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ACTIVOS A REMUNERAR

O desvio no activo líquido a remunerar e nas amortizações resulta essencialmente de uma redução do montante de transferências para exploração e de um saldo inicial de imobilizado inferior ao previsional utilizado no cálculo das tarifas de 2006. O montante de participações também superou o previsto contribuindo também para uma redução do imobilizado a remunerar. O quadro seguinte apresenta os movimentos nos activos líquidos a remunerar.

Quadro 4-23 - Movimentos no activo líquido a remunerar

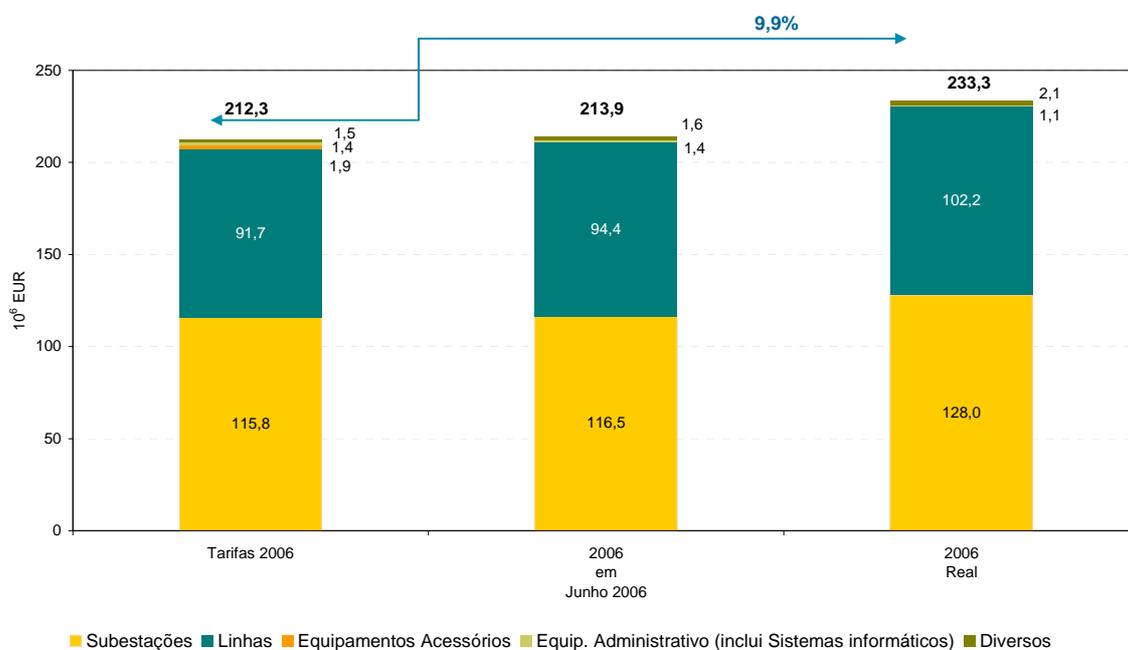
Unidade: 10³ EUR

	2006 (1)	Tarifas 2006 (2)	Desvio [(1) – (2)] / (2)
Investimento a custo técnicos	233 316	212 291	109,9%
Activo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	2 060 936	2 083 971	-1,1%
Investimento Directo	1 062	1 480	
Transferência p/ exploração	225 363	239 954	
Reclassificações, alienações e abates	-7 745	-213	
Saldo Final (2)	2 279 616	2 325 192	-1,9%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	1 066 031	1 068 448	-0,2%
Amortizações do Exercício	63 322	62 797	
Regularizações e abates	-2 523	-213	
Saldo Final (4)	1 126 830	1 131 032	-0,4%
Comparticipações ^[1]			
Saldo inicial líquido (5)	79 400	73 903	21,7%
Comparticipações do ano + transf ^a de imob em curso	18 452	511	
Amortizações do ano	4 354	3 658	
Saldo Final (6)	93 498	70 756	46,1%
Activo líquido a remunerar			
Valor de 2005 (7) = (1) – (3) – (5)	915 505	941 620	
Valor de 2006 (8) = (2) – (4) – (6)	1 059 288	1 123 404	
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	987 396	1 032 512	-4,4%

Nota: ^[1] O montante de participações em 2006 exclui as participações de imobilizado que ainda não passou à exploração.

A taxa de realização do investimento do ano relativamente ao previsto foi de 109,9% conforme se pode verificar na Figura 4-9.

Figura 4-9 - Investimentos na actividade de Transporte de Energia Eléctrica



O investimento realizado superou o previsto em todas as rubricas.

4.3.2 OUTROS CUSTOS (OC^T) NA ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA

De acordo com o Quadro 4-24, verifica-se um aumento dos “Outros custos” (OC^T) em cerca de 20,4%. Parte deste desvio é justificada pelo montante de trabalhos especializados que não foi aceite para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos para tarifas 2006 uma vez que a REN, para esse ano, no documento “Nota explicativa de alguns pressupostos”, de Junho de 2006, não enviou qualquer justificação para a evolução desta rubrica, não havendo nenhuma referência aos trabalhos a que respeitam.

O desvio ocorrido na rubrica de provisões resulta das alterações introduzidas em 2005 nas actualizações actuariais do plano médico.

Quadro 4-24 - Outros Custos (OC^T) na actividade TEE

Unidade: 10³ EUR

	2006	Tarifas 2006	Desvio (2006 - Tarifas 2006)	
			Valor	%
Custos com compensação síncrona	124	932	-808	-87%
Materiais Diversos	643	0	643	
Fornecimentos e Serviços Externos ^[1]	21 391	18 166	3 225	18%
Custos com Pessoal	22 888	21 294	1 594	7%
Outros Custos Operacionais	1 046	850	196	23%
Provisões	3 165	1 581	1 584	100%
Custos e Perdas Extraordinários ^[2]	2 287	0	2 287	
Outros Custos	51 544	42 823	8 722	20,4%

Notas:

^[1] Em 2006, exclui custos com a promoção do desempenho ambiental, no montante de 585 milhares de euros e em tarifas 2006, 3 011 milhares de euros de trabalhos especializados.^[2] Em 2006, exclui custos com a promoção do desempenho ambiental 869 milhares de euros.

Fonte: REN

Os custos com a compensação síncrona ficaram aquém das estimativas em cerca de 87% devido a um menor número de horas e de passagens a compensador relativamente ao inicialmente previsto.

4.3.3 OUTROS PROVEITOS (S^T) NA ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA

De acordo com o Quadro 4-25, verifica-se um aumento dos “Outros proveitos” (S^T) em cerca de 29,4%.

Quadro 4-25 - Outros proveitos (S^T) na actividade TEE

Unidade: 10³ EUR

	2006	Tarifas 2006	Desvio (2006 - Tarifas 2006)	
			Valor	%
Compensação entre TSO	-3 585	-4 000	415	-10%
Prestações de Serviços	425	959	-534	-56%
Outros Proveitos Operacionais	858	353	505	143%
Trabalhos Própria Empresa	9 800	8 954	846	9%
Rendas de Prédios	186	229	-43	-19%
Proveitos e Ganhos Extraordinários	1 314	457	857	188%
Outros Proveitos	8 998	6 951	2 047	29,4%

Para o desvio da rubrica de “Outros proveitos” contribuíram, por um lado, as rubricas de trabalhos para a própria empresa, outros proveitos operacionais e proveitos e ganhos extraordinários cujos proveitos

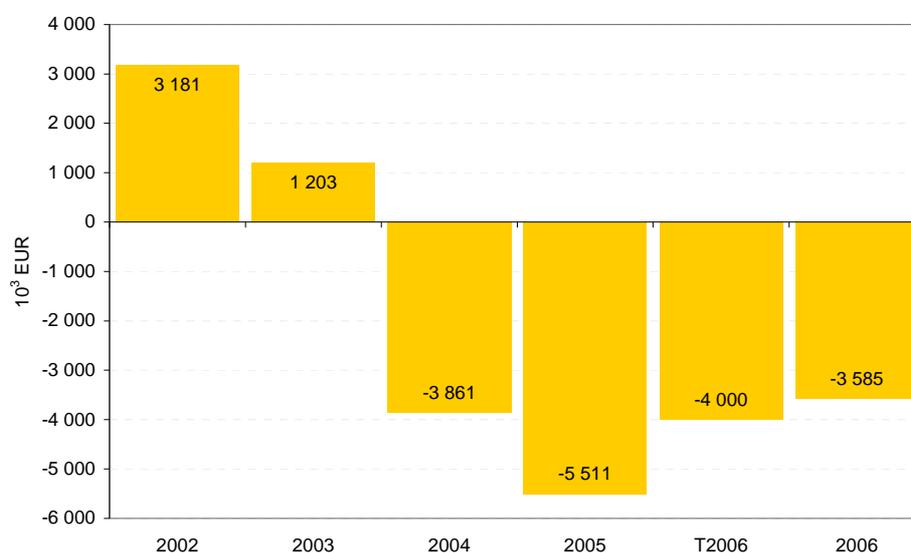
superaram o montante inicialmente previsto e, por outro lado, a rubrica de compensação entre TSO que ficou aquém das previsões.

O desvio da rubrica de trabalhos para a própria empresa está directamente com o investimento do ano que conforme mencionado superou as previsões em cerca de 9,9%.

Quanto ao valor da compensação entre TSO resultou do mecanismo que vigorou durante o ano de 2005, decorrendo dos pagamentos efectuados por cada operador de rede de transporte em 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 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 desde 2004, conforme demonstrado na Figura 4-10.

Figura 4-10 - Compensação entre TSO



4.3.4 CUSTOS COM A PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL

No Anexo I encontra-se informação mais detalhada sobre a execução em 2006 do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA) da REN.

A REN desenvolveu as seguintes medidas:

- Manutenção da vertente ambiental do Sistema Integrado de Gestão da Qualidade, Segurança e Ambiente.
- Projecto de parceria para investigação e desenvolvimento sobre a Águia de Bonelli.
- Integração paisagística de subestações.
- Protecção da avifauna.
- Requalificação ambiental de corredores de linhas através da desmontagem de linhas fora de serviço.

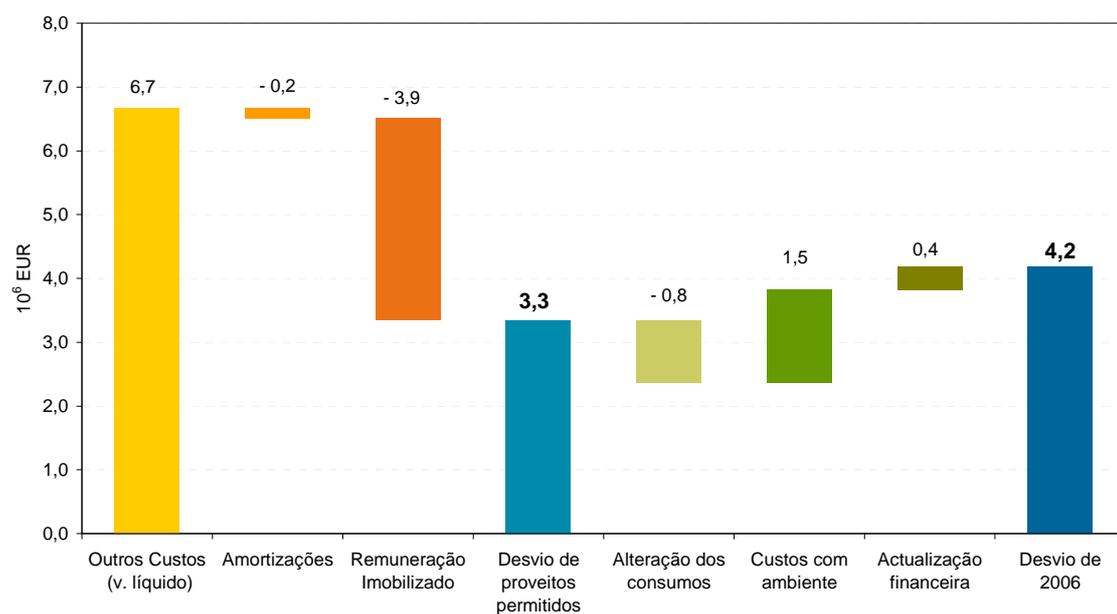
Para efeitos tarifários devem ser considerados nesta actividade 1 454,8 milhares de euros de acordo com o Quadro 4-26.

Quadro 4-26 - Custos com a promoção do desempenho ambiental - REN

Unidade :EUR			
Medida	MAT	AT	Total
1 - Vertente ambiental do Sistema Integrado de Gestão da Qualidade, Segurança e Ambiente	18 026,84	14 163,94	32 190,78
2 - Parcerias e projectos I&D - conservação da Águia de Bonelli	50 025,00	0,00	50 025,00
3 - Integração paisagística de subestações	68 976,32	54 195,68	123 172,00
4 - Protecção da avifauna	380 170,82	0,00	380 170,82
5 - Requalificação ambiental de corredores de linhas	869 210,71	0,00	869 210,71
TOTAL	1 386 409,69	68 359,62	1 454 769,31

4.3.5 DECOMPOSIÇÃO DO DESVIO E DOS PROVEITOS PERMITIDOS NA ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA

A Figura 4-11 representa a decomposição do desvio na actividade de Transporte de Energia Eléctrica no ano 2006. Da análise da figura verifica-se que o valor do desvio dos proveitos permitidos é de 3,3 milhões de euros. No entanto, devido a variação nos consumos a que corresponde um desvio de -0,8 milhões de euros, e aos custos aceites com a promoção do desempenho ambiental de 1,5 milhões de euros, a REN tem a recuperar 4,2 milhões de euros, valor actualizado para 2008 pela aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, em vigor em 30 de Junho de 2007, acrescida de meio ponto percentual.

Figura 4-11 - Decomposição do desvio na actividade de TEE, em 2006

4.4 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

De acordo com o n.º 4 do artigo 81.º do Regulamento Tarifário, o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é dado pela diferença entre os proveitos efectivamente facturados em 2006 e os que resultam da aplicação da fórmula básica definida no n.º 1 do artigo 81.º aos valores realmente verificados em 2006, deduzido dos custos com os incentivos à redução de perdas, à melhoria da qualidade de serviço e à promoção do desempenho ambiental.

O Quadro 4-27 compara os valores verificados em 2006 (“2006”) com os previstos em 2005 no cálculo das tarifas de 2006 (“Tarifas 2006”). O desvio a repercutir nas tarifas de 2008 resulta da diferença entre os proveitos facturados pelos distribuidores vinculados pela aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição fixadas para 2006, de 997 058¹¹ milhares de euros e a soma dos proveitos permitidos recalculados com os valores reais, no montante de 1 037 318¹² milhares de euros, com os incentivos aceites *a posteriori* (16 592¹³ milhares de euros) no montante de 1 053 911 milhares de euros. Esta diferença de 56 852 é actualizada para 2008 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, em vigor em 30 de Junho de 2007, acrescida de meio ponto percentual.

¹¹ Proveitos da URD_{AT/MT}, 402 764 milhares de euros + Proveitos da URD_{BT}, 594 293 milhares de euros.

¹² Proveitos da DEE em AT/MT, 434 609 milhares de euros + Proveitos da DEE em AT/MT, 602 709 milhares de euros.

¹³ Melhoria da qualidade de serviço, -226 milhões de euros.

+Promoção do desempenho ambiental em AT/MT e em BT, 2 514 milhares de euros + 1 180 milhares de euros.

+Redução de Perdas AT/MT e BT, 7 133 milhares de euros + 5 992 milhares de euros.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 E 2007 A REPERCUTIR EM 2008

Ajustamentos referentes a 2006 no Continente

Quadro 4-27 - Cálculo do ajustamento na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

			Unidade: 10 ³ EUR	
			2006	Tarifas 2006
1	$F_{1,t}^D$	componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	136 409	136 409
2	$P_{1,t}^D$	componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/kWh)	0,005600	0,005600
3	$E_{1,t}^D$	energia eléctrica entregue pela rede de distribuição em AT/MT a clientes vinculados e não vinculados (GWh)	45 589	45 236
4		custos do plano de apoio à reestruturação (PAR)	7 217	7 217
5	$\Delta_{1,t-2}^D$	ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em AT/MT	-35 684	-35 684
6	$R_{1,t}^D = (1)+(2)\times(3)/1000+(4)-(5)$	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	434 609	432 633
7	$Rf_{1,t}^D$	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD)	402 764	
8	$Rf_{1,t}^D - R_{1,t}^D = (7) - (6)$	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos em AT/MT	-31 844	
9	RQS_1	Incentivo à melhoria da Qualidade de Serviço	-226	
10	$Amb_{1,t}^D$	Custos com a promoção da qualidade do ambiente, em AT/MT	2 514	
11	$PP_{1,t}^D$	Incentivo à redução de perdas, em AT/MT	7 133	
A	$\Delta_{AT/MT}^D = (8) - (9) - (10) - (11)$	Desvio dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em 2006 em AT/MT	-41 264	
B	$\Delta_{AT/MT,2006}^D = A \times (1+i_{2006})^2$	Ajustamento em 2008 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em 2006, em AT/MT	-45 213	
12	$F_{2,t}^D$	componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	266 223	266 223
13	$P_{2,t}^D$	componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/kWh)	0,013605	0,013605
14	$E_{2,t}^D$	energia eléctrica entregue pela rede de distribuição em BT a clientes vinculados e não vinculados (GWh)	24 149	23 916
15		custos do plano de apoio à reestruturação (PAR)	10 285	10 285
16	$\Delta_{2,t-2}^D$	ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em BT	2 344	2 344
17	$R_{2,t}^D = (12)+(13)\times(14)/1000+(15)-(16)$	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	602 709	599 546
18	$Rf_{2,t}^D$	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD)	594 293	
19	$Rf_{2,t}^D - R_{2,t}^D = (18) - (17)$	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos em BT	-8 416	
20	$Amb_{2,t}^D$	Custos com a promoção da qualidade do ambiente, em BT	1 180	
21	$PP_{2,t}^D$	Incentivo à redução de perdas, em BT	5 992	
C	$\Delta_{BT}^D = (19) - (20) - (21)$	Desvio dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t em BT	-15 587	
D	$\Delta_{BT,2006}^D = C \times (1+i_{2006})^2$	Ajustamento em 2008 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em 2006, em BT	-17 079	
E	$\Delta_{2006}^D = (B) + (D)$	Ajustamento em 2008 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em 2006	-62 292	
i_{t-1}^D	i_{2007}^D	taxa de juro EURIBOR a três meses, Junho, + 0,5 pp	4,675%	

A actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é regulada por preço máximo com uma evolução indexada à taxa de inflação através de variáveis parametrizadas para cada período de regulação. Os proveitos a proporcionar nesta actividade dependem dos seguintes factores:

- Energia eléctrica entregue pelas redes de distribuição.
- Nível de perdas nas redes de distribuição.
- Energia não distribuída em MT.
- Eventuais custos de política ambiental.

Seguidamente é apresentado, para cada um destes factores, o desvio verificado em 2006.

4.4.1 ENERGIA ELÉCTRICA ENTREGUE PELAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Verificou-se um desvio nas quantidades entregues pelas redes de AT/MT e de BT relativamente ao estimado em 0,8% e 1,0%, respectivamente (Quadro 4-28).

Quadro 4-28 - Energia entregue pelas redes da distribuição

Unidade: GWh

	2006	Tarifas 2006	Desvio (2006 - Tarifas 2006)	
			Valor	%
Redes de AT/MT	45 589	45 236	353	0,8%
AT	5 470	5 337	134	2,5%
MT	14 422	14 446	-23	-0,2%
BT ajustada para rede de AT/MT	25 696	25 454	242	1,0%
Redes de BT	24 149	23 916	232	1,0%

Nota: O coeficiente de ajustamento para perdas utilizado para a BT é de 6,41, o utilizado para o cálculo das tarifas de 2006 foi de 6,43.

4.4.2 NÍVEL DE PERDAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

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 referência¹⁴ para cada um dos 3 anos do referido período, conforme se apresenta no Quadro 4-29.

¹⁴ 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.

Quadro 4-29 - Valores de perdas de referência e valores limite do incentivo à redução de perdas na rede de distribuição

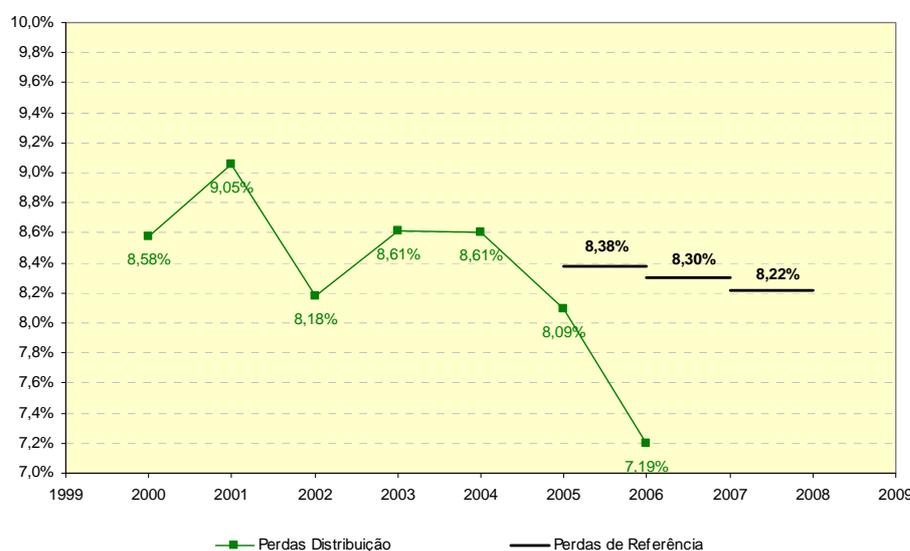
	2006	2007	2008
Valor das perdas de referência	8,38%	8,30%	8,22%

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.

EVOLUÇÃO DAS PERDAS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

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 4-12 apresenta a evolução das perdas na rede de distribuição, verificadas entre 2000 e 2006, no seu referencial da saída.

Figura 4-12 - Evolução das perdas verificadas na rede de distribuição no referencial da saída, e perdas de referência para o período regulatório de 2006-2008



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.

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.

Em 2006, as perdas reais verificadas na rede de distribuição foram de 7,19%. Uma vez que para 2006, o mecanismo de incentivo à redução de perdas é limitado inferiormente a 7,88%, a valorização das perdas resulta num montante de 13 124 milhares de euros a recuperar pelo operador da rede de distribuição em MT e AT em Portugal continental.

4.4.3 INCENTIVO À MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO

De acordo com o artigo 113.º do Regulamento Tarifário¹⁵, o valor do incentivo à melhoria da qualidade de serviço na rede de distribuição em MT depende do valor da energia não distribuída (*END*). Este incentivo tem uma actuação *a posteriori* com um desfasamento de dois anos.

O valor da energia não distribuída é calculado através da seguinte fórmula:

$$END=ED \times TIEPI/T$$

O indicador geral de continuidade de serviço Tempo de Interrupção Equivalente (*TIEPI*) é determinado de acordo com o estabelecido no Regulamento da Qualidade de Serviço, sendo consideradas as interrupções acidentais com duração superior a 3 minutos, excluindo as interrupções originadas na Rede Nacional de Transporte.

A Energia Distribuída (*ED*) é calculada de acordo com a metodologia estabelecida no documento da ERSE "Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2003" e T corresponde ao número de horas do ano em causa.

Os valores dos parâmetros do mecanismo do incentivo à melhoria da qualidade de serviço, em vigor em 2006, publicados com as tarifas e os preços da energia eléctrica para o ano de 2006, através do Despacho n.º 25901-A/2005, de 15 de Dezembro, Diário da República (2.ª série), da ERSE, encontram-se no Quadro 4-30.

¹⁵ Regulamento Tarifário aprovado pelo Despacho n.º 18993-A/2005 publicado em Suplemento ao Diário da República n.º 167/05 (2.ª série), de 31 de Agosto. O Regulamento Tarifário actualmente em vigor, aprovado pelo Despacho n.º 17744-A/2007 publicado em Suplemento ao Diário da República, n.º 154/07 (2.ª série), de 10 de Agosto, na sua Secção IX do Capítulo IV, artigos 116.º a 118.º, mantém a mesma metodologia para o cálculo do incentivo à melhoria da qualidade de serviço.

Quadro 4-30 - Valores dos parâmetros de qualidade de serviço em vigor para 2006

END_{REF}	$0,00019 \times ED$
ΔV	$0,12 \times END_{REF}$
VEND	1,5 €/ kWh
$ RQS_{max} = RQS_{min} $	5 000 000 €

O valor do incentivo à melhoria da qualidade de serviço relativo a 2006 foi determinado com base na informação disponibilizada à ERSE e considerada a mais adequada ao cálculo do valor de ED , i.e., atendendo à discriminação por período horário e nível de referência.

O Quadro 4-31 apresenta o modo de determinação da END em 2006, com indicação dos valores de energia activa utilizados, das diversas parcelas que constituem a ED e do valor de $TIEPI$ obtido em 2006 nas condições estabelecidas para efeitos de cálculo do incentivo à melhoria da qualidade de serviço.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 E 2007 A REPERCUTIR EM 2008

Ajustamentos referentes a 2006 no Continente

Quadro 4-31 - Determinação do valor de energia distribuída e da energia não distribuída, em 2006

	Período horário - h				Total
	Ponta	Cheias	Vazio Normal ⁽¹⁾	Super Vazio ⁽¹⁾	
$Wh_{RNTAT SEP}$: entregas REN-DV considerando as entregas a clientes em MAT (MWh)	3972281,29	13536807,03	8376610,11	4229255,56	30114953,98
$Wh_{CMAT SEP}$: vendas a clientes finais (MWh)	81637,83	617529,54	436325,10	242726,68	1378219,14
$Wh_{RNTAT} = Wh_{RNTAT SEP} + Wh_{CMAT SEP}$ (MWh)	3890643,46	12919277,50	7940285,01	3986528,88	28736734,84
$Wh_{PAT SENV}$ (MWh)	1160962,86	3660235,55	1622937,56	921232,15	7365368,12
$Wh_{PAT PRE}$ (MWh)	1080659,87	3970029,87	2416716,17	1184594,09	8652000,00
$Wh_{PAT PLIVRE}$ (MWh)	399635,54	1571532,54	314799,75	174955,45	2460923,28
$Wh_{PAT} = Wh_{PAT SENV} + Wh_{PAT PRE} + Wh_{PAT PLIVRE}$ (MWh)	2641258,27	9201797,96	4354453,48	2280781,69	18478291,40
$Wh_{RNTAT} + Wh_{PAT}$ (MWh)	6531901,73	22121075,46	12294738,49	6267310,57	47215026,24
γ_{AT}	0,022	0,015	0,010	0,010	0,06
$1 + \gamma_{AT}$	1,022	1,015	1,010	1,010	4,06
$(1 + \gamma_{AT})^{-1}$	0,978	0,985	0,990	0,990	3,94
$(Wh_{RNTAT} + Wh_{PAT}) \times (1 + \gamma_{AT})^{-1}$ (MWh)	6391293,28	21794163,01	12173008,41	6205257,99	46563722,68
$Wh_{CAT SEP}$: vendas a clientes finais (MWh)	576566,32	2252246,79	1641919,17	885455,33	5356187,61
$Wh_{CAT SENV}$: vendas ao SENV no referencial de consumo (MWh)	12612,55	45994,58	25297,41	14469,84	98374,37
$Wh_{CAT} = Wh_{CAT SEP} + Wh_{CAT SENV}$ (MWh)	589178,87	2298241,36	1667216,58	899925,17	5454561,97
$(Wh_{RNTAT} + Wh_{PAT}) \times (1 + \gamma_{AT})^{-1} - (Wh_{CAT})$ (MWh)	5802114,41	19495921,65	10505791,83	5305332,82	41109160,71
$Wh_{PMT}^{(2)}$ (MWh)					
$Wh_{PBT}^{(2)}$ (MWh)					
$Wh_{PMT} + Wh_{PBT}$ (MWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
$ED = [(Wh_{RNTAT} + Wh_{PAT}) \times (1 + \gamma_{AT})^{-1} - (Wh_{CAT})] + [Wh_{PMT} + Wh_{PBT}]$ (MWh)					41109160,71
TIEPI (min)					113,77
TIEPI (h)					1,90
T (h)					8760
$END = ED * TIEPI / T$ (MWh)					8898,38

⁽¹⁾ Valores calculados na ERSE com base nos valores para o período Vazio ponderados de acordo com as horas de Vazio Normal e Super Vazio.

⁽²⁾ Incluído em $Wh_{RNTAT SEP}$ sendo por esta forma afectado por γ_{AT} .

Com base no valor de energia distribuída em 2006 obtêm-se os valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço que se apresentam no Quadro 4-32.

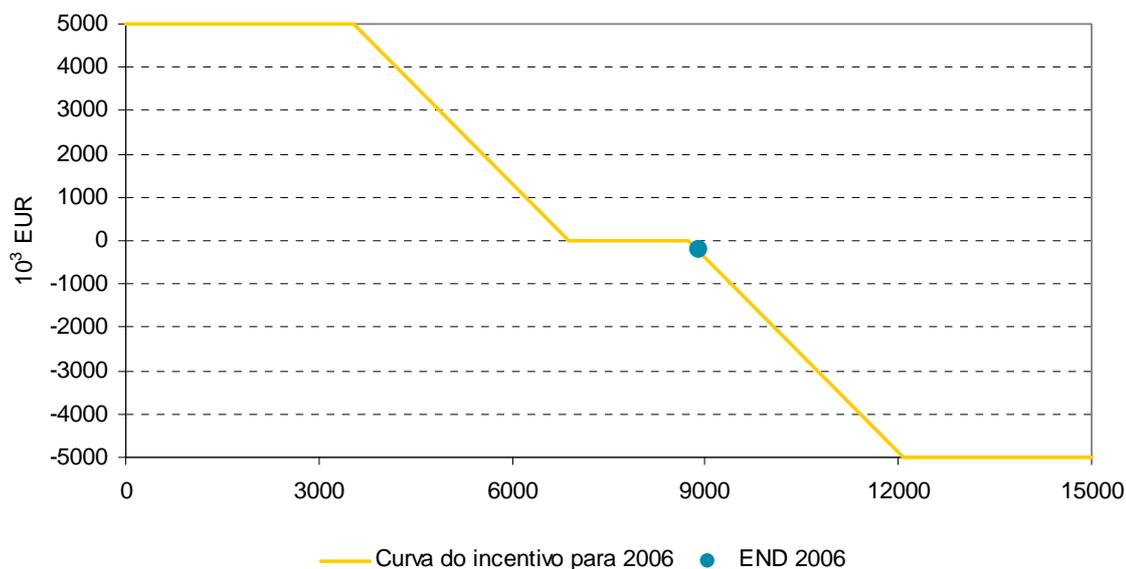
Quadro 4-32 - Valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2006

END	(MWh)	8 898,38
$END_{REF} = 0,00019 \times ED$	(MWh)	7 810,74
$\Delta V = 0,12 \times END_{REF}$	(MWh)	937,29
$END_{REF} - \Delta V$	(MWh)	6 873,45
$END_{REF} + \Delta V$	(MWh)	8 748,03

Atendendo ao mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço, sendo o valor de END em 2006 superior a $END_{REF} + \Delta V$ e inferior a $END_{REF} + \Delta V - (RQS_{\min}/VEND)$, o valor do incentivo a aplicar em 2008 corresponde a -225 527 euros.

Na Figura 4-13 é possível visualizar a curva do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2006, bem como o posicionamento do respectivo valor de END e incentivo associado.

Figura 4-13 - Incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2006



4.4.4 CUSTOS COM A PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL

No Anexo II encontra-se informação mais detalhada sobre a execução em 2006 do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA) da EDP Distribuição.

A EDP Distribuição desenvolveu as seguintes medidas:

- Centralização de materiais levantados da rede.
- Caracterização de campos electromagnéticos.
- Implementação de um sistema de gestão ambiental.
- Controlo de emissões de SF6.
- Integração paisagística de linhas e instalações afectas à distribuição de energia eléctrica.
- Protecção da avifauna.
- Formação em ambiente.

Deve referir-se que, conforme detalhado no Anexo II, nem todos os programas tiveram início em 2006.

Devem ser considerados nesta actividade 3 693,7 milhares de euros, conforme se apresenta no Quadro 4-33.

Quadro 4-33 - Custos com a promoção do desempenho ambiental - EDP

Unidade :EUR				
Programa	AT	MT	BT	Total
P1 - Centralização de materiais levantados da rede	0,00	0,00	0,00	0,00
P2 - Caracterização de campos electromagnéticos	0,00	0,00	0,00	0,00
P3 - Implementação de um SGA	0,00	0,00	0,00	0,00
P4 - Controlo emissões SF6	0,00	0,00	0,00	0,00
P5 - Integração paisagística	345 796,38	1 335 332,47	962 570,05	2 643 698,90
P6 - Protecção avifauna	69 202,16	585 261,96	0,00	654 464,12
P7 - Formação em ambiente	40 340,00	137 632,00	217 522,00	395 494,00
TOTAL	455 338,54	2 058 226,43	1 180 092,05	3 693 657,02

4.5 COMERCIALIZAÇÃO DE REDES

De acordo com o n.º 4 do artigo 82.º do Regulamento Tarifário, o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Redes é dado pela diferença entre os proveitos efectivamente facturados em 2006 e os proveitos permitidos ao operador da rede de distribuição no âmbito da actividade de Comercialização de Redes, por nível de tensão ou tipo de fornecimento, com base nos quais foi determinada a tarifa de Comercialização de Redes para vigorar em 2006.

A actividade de Comercialização de Redes é regulada por taxa de remuneração com custos aceites *a priori* pelo que o ajustamento a repercutir dois anos depois resulta exclusivamente da variação do número de clientes do mercado regulado e do mercado liberalizado relativamente ao previsto e que serviu de base para cálculo das tarifas em vigor.

O Quadro 4-34 apresenta os proveitos obtidos na actividade de Comercialização de Redes, em 2006, por aplicação das tarifas em vigor pelo número de consumidores por nível de tensão: NT (que inclui MAT, AT e MT), BTE e BTN.

Quadro 4-34 - Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização de Redes, em 2006

	Tarifas 2006			Real 2006	
	Proveitos Permitidos	Número de Clientes	Tarifas CRedes	Número de Clientes	Facturação
	10 ³ EUR		€/mês/cliente		10 ³ EUR
	(1)	(2)	(3) = [(1) / (2)]/12x1000	(4)	(5) = (3) x (4) x 12 / 1000
NT	29 853	22 046	112,84	21 757	29 460
Clientes MR		15 226		18 471	
Clientes ML		6 820		3 286	
BTE	10 884	29 593	30,65	30 022	11 042
Clientes MR		20 893		23 260	
Clientes ML		8 700		6 763	
BTN	99 917	5 904 943	1,41	5 854 129	99 052
Clientes MR		5 904 943		5 854 129	
Clientes ML		0		0	
Total	140 653	5 956 582		5 905 908	139 554

Da diferença entre o montante facturado em 2006, de 139 554 milhares de euros, e o montante de proveitos permitidos, calculados em 2005 para Tarifas 2006, de 140 653 milhares de euros apura-se um

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 E 2007 A REPERCUTIR EM 2008

Ajustamentos referentes a 2006 no Continente

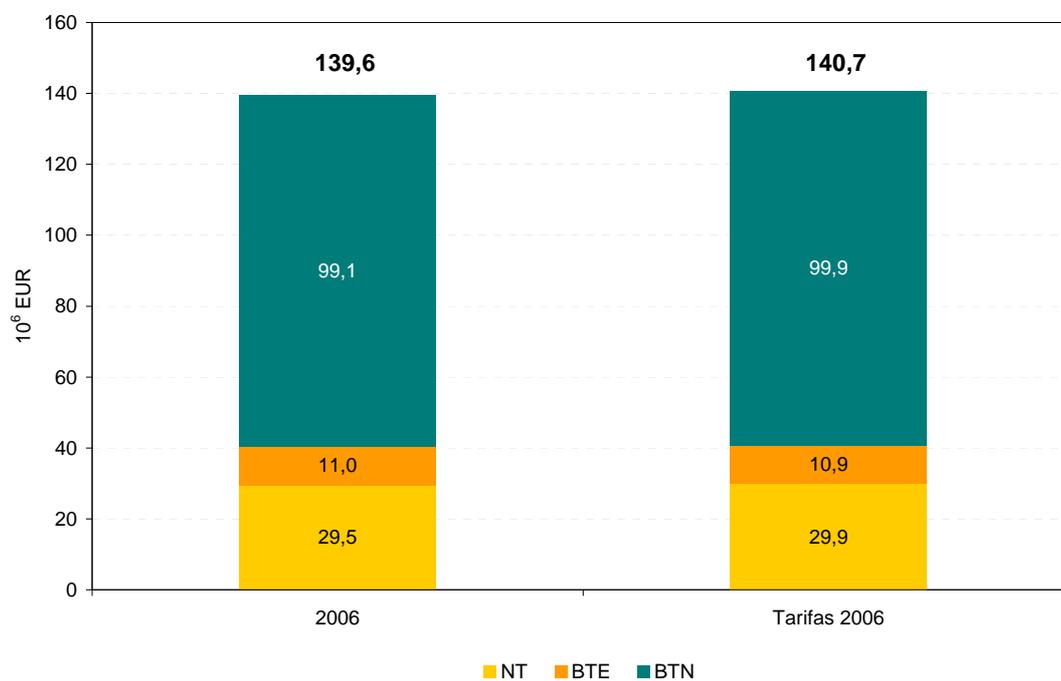
desvio de -1 099¹⁶ milhares de euros o qual se encontra desagregado por nível de tensão no quadro seguinte. Este desvio é actualizado para 2008 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, em vigor em 30 de Junho de 2007, acrescida de meio ponto percentual.

Quadro 4-35 - Cálculo do ajustamento na actividade de Comercialização de Redes

			Unidade: 10 ³ EUR
			2006
1	$R_{1,T}^{CR}$	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização de Redes em NT	29 460
2	$R_{1,T}^{CR}$	Proveitos permitidos em NT, calculados em 2005 para Tarifas 2006	29 853
A	$\Delta_{NT,T}^{CR} = (1) - (2)$	Desvio dos proveitos da actividade de Comercialização de Redes em 2006 em NT	-393
B	$\Delta_{NT,2006}^{CR} = A \times (1+i_{2007}^{CR})^2$	Ajustamento em 2008 dos proveitos da actividade de Comercialização de Redes, em 2006, NT	-430
3	$R_{2,T}^{CR}$	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização de Redes em BTE	11 042
4	$R_{2,T}^{CR}$	Proveitos permitidos em BTE, calculados em 2005 para Tarifas 2006	10 884
C	$\Delta_{BTE,T}^{CR} = (3) - (4)$	Desvio dos proveitos da actividade de Comercialização de Redes em 2006 em BTE	158
D	$\Delta_{BTE,2006}^{CR} = C \times (1+i_{2007}^{CR})^2$	Ajustamento em 2008 dos proveitos da actividade de Comercialização de Redes, em 2006, BTE	174
5	$R_{3,T}^{CR}$	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização de Redes em BTN	99 052
6	$R_{3,T}^{CR}$	Proveitos permitidos em BTN, calculados em 2005 para Tarifas 2006	99 917
E	$\Delta_{BTN,T}^{CR} = (5) - (6)$	Desvio dos proveitos da actividade de Comercialização de Redes em 2006 em BTN	-865
F	$\Delta_{BTN,2006}^{CR} = E \times (1+i_{2007}^{CR})^2$	Ajustamento em 2008 dos proveitos da actividade de Comercialização de Redes, em 2006, BTN	-948
G	A + C + E	Desvio dos proveitos da actividade de Comercialização de Redes em 2006	-1 099
H	$\Delta_{2006}^{CR} = B + D + F$	Ajustamento em 2008 dos proveitos da actividade de Comercialização de Redes, em 2006	-1 204
i_{t-1}^{CR}	i_{2007}^{CR}	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em 30 de Junho de 2007, + 0,5 pp	4,675%

Na Figura 4-14 apresentam-se os proveitos permitidos que serviram de base para o cálculo das tarifas em 2006 e os que se verificaram em 2006, desagregados por nível de tensão.

¹⁶ Um desvio negativo significa um valor a recuperar pela empresa.

**Figura 4-14 - Decomposição dos proveitos permitidos da actividade de Credes
(real 2006 e tarifas 2006)**

4.6 COMERCIALIZAÇÃO

De acordo com o n.º 3 do artigo 86.º do Regulamento Tarifário o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização é dado pela diferença entre os proveitos efectivamente facturados em 2006 e a soma dos proveitos permitidos do comercializador de último recurso no âmbito da actividade de Comercialização, por nível de tensão, com base nos quais foi determinada a tarifa de Comercialização para vigorar em 2006.

A actividade de Comercialização é regulada por taxa de remuneração com custos aceites *a priori* sendo o ajustamento a repercutir dois anos depois resultante da variação do número de clientes do mercado regulado relativamente ao previsto e que serviu de base para cálculo das tarifas em vigor. Em 2006, o ajustamento inclui ainda os custos do Programa de Gestão da Procura de 2005 que transitaram para o ano de 2006.

O Quadro 4-36 apresenta os proveitos obtidos na actividade de Comercialização, em 2006, por aplicação das tarifas em vigor pelo número de consumidores.

Quadro 4-36 - Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização, em 2006

	Tarifas 2006			Real 2006	
	Proveitos Permitidos	Número de Clientes	Tarifas C	Número de Clientes	Facturação
	10 ³ EUR		€/mês/cliente		10 ³ EUR
	(1)	(2)	(3) = [(1) / (2)]/12x1000	(4)	(5) = (3) x (4) x 12 / 1000
NT	8 267	15 226	45,25	18 468	10 028
BTE	2 854	20 893	11,38	23 268	3 178
BTN	62 997	5 904 943	0,89	5 847 556	62 452
Total	74 118	5 941 062		5 889 293	75 658

Da diferença entre o montante facturado em 2006, de 75 658 milhares de euros, e o montante de proveitos permitidos, calculados em 2005 para Tarifas 2006, de 74 118 milhares de euros adicionados dos custos aceites *a posteriori* com Programas de Gestão da Procura, de 989 milhares de euros apura-se um desvio de 550¹⁷ milhares de euros. Este desvio é actualizado para 2008 por aplicação da

¹⁷ Um desvio de sinal positivo significa valor a devolver pela empresa.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 E 2007 A REPERCUTIR EM 2008

Ajustamentos referentes a 2006 no Continente

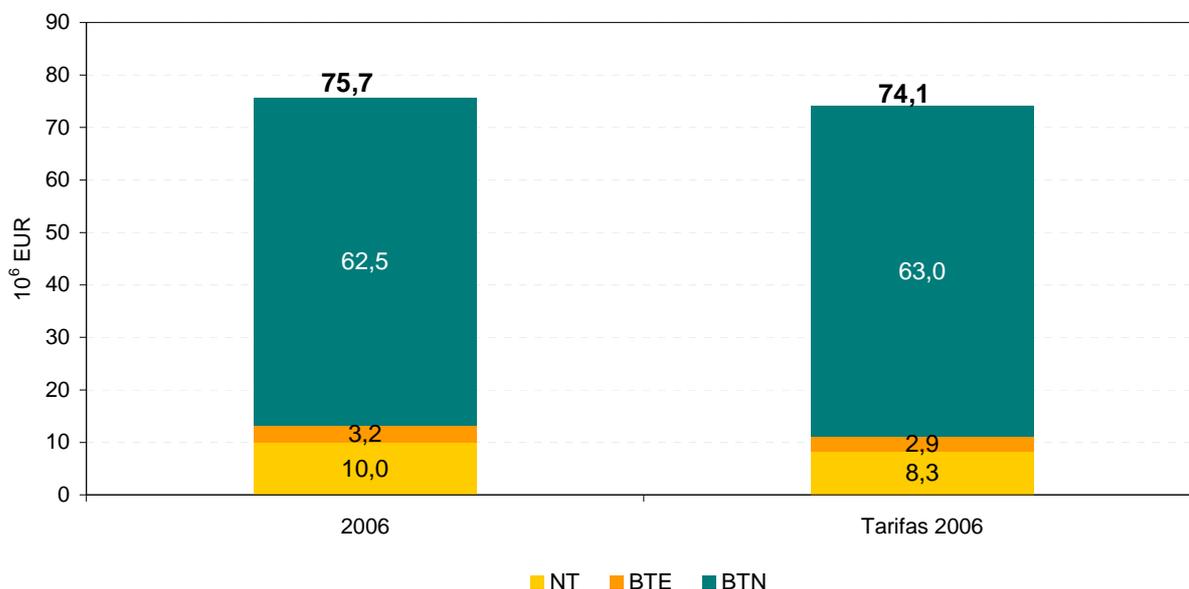
taxa de juro EURIBOR a 3 meses em vigor em 30 de Junho de 2007, acrescida de meio ponto percentual.

Quadro 4-37 - Cálculo do ajustamento na actividade de Comercialização

			Unidade: 10 ³ EUR
			2006
1	$Rf_{1,t}^{CE}$	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização do CUR, em NT	10 028
2	$R_{1,t}^{CE}$	Proveitos permitidos em NT, calculados em 2005 para Tarifas 2006	8 267
3	$GP_{1,t}^{CE}$	Custos com programas de Gestão da Procura afectos a NT	95
A	$\Delta_{NT,T}^{CE} = (1) - (2) - (3)$	Desvio dos proveitos da actividade de Comercialização do CUR, em 2006, em NT	1 666
B	$\Delta_{NT,2006}^{CE} = A \times (1 + i_{2007}^{CE})^2$	Ajustamento em 2008 dos proveitos da actividade de Comercialização do CUR, em 2006, NT	1 825
4	$Rf_{2,t}^{CE}$	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização do CUR, em BTE	3 177
5	$R_{2,t}^{CE}$	Proveitos permitidos em BTE, calculados em 2005 para Tarifas 2006	2 854
6	$GP_{1,t}^{CE}$	Custos com programas de Gestão da Procura afectos a BTE	33
C	$\Delta_{BTE,T}^{CE} = (4) - (5) - (6)$	Desvio dos proveitos da actividade de Comercialização do CUR, em 2006, em BTE	290
D	$\Delta_{BTE,2006}^{CE} = C \times (1 + i_{2007}^{CE})^2$	Ajustamento em 2008 dos proveitos da actividade de Comercialização do CUR, em 2006, BTE	318
7	$Rf_{3,t}^{CE}$	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização do CUR em BTN	62 452
8	$R_{3,t}^{CE}$	Proveitos permitidos em BTN, calculados em 2005 para Tarifas 2006	62 997
9	$GP_{1,t}^{CE}$	Custos com programas de Gestão da Procura afectos a BTN	860
E	$\Delta_{BTN,T}^{CE} = (7) - (8) - (9)$	Desvio dos proveitos da actividade de Comercialização do CUR, em 2006, em BTN	-1 406
F	$\Delta_{BTN,2006}^{CE} = E \times (1 + i_{2007}^{CE})^2$	Ajustamento em 2008 dos proveitos da actividade de Comercialização do CUR, em 2006, BTN	-1 540
G	$A + C + E$	Desvio dos proveitos da actividade de Comercialização do CUR, em 2006	550
H	$\Delta_{2006}^{CE} = B + D + F$	Ajustamento em 2008 dos proveitos da actividade de Comercialização do CUR, em 2006	603
$i_{1,t}^{CE}$	i_{2007}^{CE}	taxa de juro EURIBOR a três meses, em 30 de Junho de 2007, + 0,5 pp	4,675%

Na Figura 4-15 apresentam-se os proveitos permitidos que serviram de base para o cálculo das tarifas em 2006 e os que se verificaram em 2006, desagregados por nível de tensão, excluindo os custos com os programas de gestão da procura.

**Figura 4-15 - Decomposição dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização
(real 2006 e Tarifas 2006)**



CUSTOS COM PROGRAMAS DE GESTÃO DA PROCURA

No Anexo V apresenta-se a análise do Plano de Gestão da Procura (PGP) de 2006, justificando-se a aceitação dos custos com os programas executados tendo em consideração os montantes previamente aprovados, nos termos do artigo 127.º do Regulamento Tarifário, aprovado pelo Despacho n.º 9499-A/2003. Estes custos devem ser incluídos na actividade de Comercialização nos termos do Artigo 78.º do referido Regulamento Tarifário.

A EDP Distribuição executou o plano tendo em conta os valores máximos aprovados pela ERSE para 2005 no documento “Análise do Plano de Gestão da Procura da EDP Distribuição para 2005”, a vigorar para o período de regulação que, excepcionalmente, apenas englobou o ano de 2005.

Tendo em conta que a regulamentação aprovada em Agosto de 2005 não prevê a existência de Plano de Gestão da Procura para 2006, assumiu-se que no que respeita ao enquadramento das acções de gestão da procura o ano de 2006 é um ano de transição. Nesse sentido a EDP Distribuição solicitou, a 18 de Novembro de 2005, a transferência de algumas das medidas previstas no PGP de 2005 para o ano de 2006. A ERSE aceitou o pedido da empresa de transferência de algumas das medidas previstas no PGP de 2005 para o ano de 2006, conforme carta enviada à EDP Distribuição a 6 de Janeiro de 2006. No Quadro 4-38 apresentam-se as alterações e transferências aceites, no âmbito destes programas.

Em 2007 a EDP Distribuição enviou à ERSE o Relatório de Execução do Plano de Gestão da Procura de 2006 tendo dispendido no âmbito destes programas um total de 1 120 milhares de euros. Neste relatório propõe que seja aceite 1 059 milhares de euros para efeito de determinação dos ajustamentos de 2006 a repercutir nas Tarifas de 2008.

Quadro 4-38 - Custos incorridos e aceites para o PGP em 2005 e em 2006

Unidade: euros

	Ano de execução	
	2005	2006
PGP 2005 com alterações e transferências aceites para 2006	1 427 869	1 239 161
Relatório de Execução do PGP (custos totais suportados pelo promotor)	1 899 463	1 120 298
Aceite para tarifas (2007 e 2008)	1 440 388	988 842

Conforme se explica detalhadamente no Anexo V, aceitam-se cerca de 989 milhares de euros de custos do Plano de Gestão da Procura em 2006.

Este valor a considerar nas tarifas para 2008 deverá ser repercutido nos diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento das tarifas de Comercialização, de acordo com o que se apresenta no Quadro 4-39. Esta desagregação é justificada em detalhe no Anexo V.

Quadro 4-39 - Repartição dos custos com o PGP de 2006

	NT	BTE	BTN	Total
%	10%	3%	87%	100%
PGP 2006 [€]	95 131	33 390	860 321	988 842

4.7 ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉCTRICA

De acordo com os artigos 79º, 80º e 81º do Regulamento Tarifário emitido pelo Despacho n.º 9 499-A/2003, de 14 de Maio os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica são ajustados pela diferença entre os valores facturados pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Energia e Potência, de Uso Global do Sistema e de Uso da Rede de Transporte e os valores pagos à entidade concessionária da RNT, pela diferença entre os custos permitidos e os custos efectuados com a aquisição de energia eléctrica a centros produtores não vinculados, importações directas e importações através das redes da entidade concessionária da RNT e pelo ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas. O ajustamento na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica referente a 2006 a repercutir nas tarifas de 2008 é de -67 411¹⁸ milhares de euros, de acordo com os valores apurados no Quadro 4-40.

¹⁸ Um ajustamento de sinal negativo significa valor a recuperar pela empresa.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 E 2007 A REPERCUTIR EM 2008

Ajustamentos referentes a 2006 no Continente

Quadro 4-40 - Cálculo do ajustamento na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica

Unidade: 10³ EUR

			2006
1		Proveitos facturados pelo Comercializador de Último Recurso em 2006 por aplicação da TEP	2 376 347
2		Proveitos facturados pela entidade concessionária da RNT em 2006 por aplicação da tarifa de Energia e Potência	2 542 358
3		Défi ce tarifária da entidade concessionária de RNT por actuação do mecanismo de limitação de acréscimos à BT	263 566
4		Défi ce tarifário do CUR por actuação do mecanismo de limitação de acréscimos à BT	120 062
5		Aquisições ao OMIP	27 613
6		Custos aceites com a aquisição de energia eléctrica no âmbito da parcela livre	126 795
7		Diferença entre os valores facturados pela EDP Distribuição pela aplicação da TEP e o valor pago à REN para abastecimento dos clientes em NT, em t-2	11 967
8		Diferença entre os valores facturados pela EDP Distribuição pela aplicação da TEP e o valor pago à REN para abastecimento dos clientes em BT, em t-2	10 105
9		Diferença entre o valor previsto facturar pela EDP Distribuição pela aplicação da TEP e o valor pago à REN para abastecimento dos clientes em BT, em t-1	-107 286
10		Diferença entre os custos permitidos e os custos efectivos com a aquisição de energia eléctrica no âmbito da parcela livre, em t-2	5 517
11		Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas no ano t-2	-10 432
12		Valor previsto para o ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas no ano t-1	0
A	$\Delta_{Tab,t}^{BT} = -((1) - (2) + (3) + (4) - soma((5);(12)))$	Diferença entre os valores facturados pelo CUR pela aplicação da TEP e os valores com a aquisição dessa energia	-29 497
13	$R_{UGS,t}^D$	Proveitos facturados pelos DV em 2006 por aplicação da tarifa de UGS aos fornecimentos aos clientes	456 537
14	$\Delta_{UGS,t-2}^D$	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	-1 232
15	R_t^{UGS}	Proveitos facturados pela entidade concessionária da RNT em 2006 por aplicação da tarifa de UGS	457 080
D	$\Delta_{UGS,t}^D = ((13) + (14) - (15)) \times (1 + \frac{\epsilon_{2007}^2}{100})$	Diferença entre os valores facturados pelos DV e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa UGS	-1 945
16	$R_{URT,t}^D$	Proveitos facturados pelos DV em 2006 por aplicação das tarifas de URT aos fornecimentos aos clientes	167 208
17	$\Delta_{URT,t-2}^D$	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	4 824
18	R_t^{URT}	Proveitos facturados pela entidade concessionária da RNT em 2004 por aplicação das tarifas de URT	172 911
E	$\Delta_{URTs,t}^D = ((16) + (17) - (18)) \times (1 + \frac{\epsilon_{2006}^2}{100})$	Diferença entre os valores facturados pelos DV e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação das tarifas de URT	-963
19	R_t^{VCF}	Proveitos obtidos pelos DV pela aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais aos fornecimentos a clientes do SEP em 2006	3 956 500
20	$R_{TEP,t}^D$	Proveitos obtidos pelos DV por aplicação da TEP aos fornecimentos a clientes do SEP em 2006 (líquido de interruptibilidade)	2 334 090
21	$R_{UGS,t-SEP}^D$	Proveitos obtidos pelos DV por aplicação da tarifa de UGS aos fornecimentos a clientes do SEP, em 2006	396 951
22	$R_{URT,t-SEP}^D$	Proveitos obtidos pelos DV por aplicação das tarifas de URT aos fornecimentos a clientes do SEP, em 2006	140 503
23	$R_{URD,t-SEP}^D$	Proveitos obtidos pelos DV por aplicação das tarifas de URD aos fornecimentos a clientes do SEP, em 2006	908 631
24	R_{CR-SEP}^D	Proveitos obtidos pelos DV por aplicação das tarifas de CR aos fornecimentos a clientes do SEP, em 2006	132 617
25	R_t^{CE}	Proveitos obtidos pelos DV por aplicação das tarifas de CSEP aos fornecimentos a clientes do SEP, em 2006	75 658
26	Δ_{PROV}^{VCF}	Valor do ajustamento provisório calculado em 2006 e incluído nos proveitos permitidos de 2006	0
F	$\Delta_1^{VCF} = ((19) - ((20) + (21) + (22) + (23) + (24) + (25))) \times (1 + \frac{\epsilon_{2007}^2}{100}) - (26) \times (1 + \frac{\epsilon_{2007}^2}{100})$	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas no SEP, em 2006	-35 006
G	$\Delta_1 = A + B + C + D + E + F$	Ajustamento na actividade de Compra e Venda de Energia	-67 411
i_{t-1}^E	i_{2007}^E	taxa de juro EURIBOR a três meses, Junho, + 0,5 pp	4,675%

4.8 PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ACTIVIDADE NO CONTINENTE

O Quadro 4-41 permite comparar os proveitos permitidos a proporcionar em 2006 definidos em 2005, com os proveitos permitidos recalculados no ano 2007, com base nos valores verificados em 2006. Apresenta-se também o desvio entre os proveitos facturados em 2006 e os proveitos permitidos calculados em 2007 com os valores reais e o ajustamento que se irá repercutir nas tarifas de 2008.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 E 2007 A REPERCUTIR EM 2008

Ajustamentos referentes a 2006 no Continente

Quadro 4-41 - Proveitos permitidos em 2006 e ajustamento em 2008

Unidade: 10³ EUR

Proveitos a proporcionar em 2006, definidos em 2005 (tarifas 2006)	Proveitos Efectivamente facturados em 2006	Proveitos a proporcionar em 2006, definidos em 2007	Incentivos e custos aceites a posteriori	Desvio ^[2]	Desvio actualizado para 2008	Ajustamento provisório calculado em 2006 actualizado para 2008	Ajustamento a repercutir em 2008	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5) = (2) - (3) - (4)	(6) = (5) x (1+4,675%) ²	(7)	(8) = (6) - (7)	
Aquisição de Energia Eléctrica (AEE)	2 445 874	2 542 359	2 607 548	87 043	-152 233	-166 799	-75 612	-91 188
Parcela Variável	639 772	736 257	791 486		-55 229	-60 514	1 201	-61 715
Parcela Fixa	1 806 102	1 806 102	1 816 062	87 043	-97 004	-106 286	-76 813	-29 473
Gestão Global do Sistema (GGS)	460 162	457 080	473 836		-16 756	-18 360		-18 360
Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	171 933	172 911	175 278	1 454	-3 821	-4 187		-4 187
Proveitos permitidos à REN	3 077 968	3 172 349	3 256 662	88 497	-172 811	-189 346	-75 612	-113 734
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	1 032 179	997 058	1 037 318	16 592	-56 852	-62 292		-62 292
Comercialização de Redes (CR)	140 653	139 554	139 554		-1 099	-1 204		-1 204
Comercialização no SEP (CSEP)	74 118	75 657	75 657	989	550	603		603
Compra e Venda de Energia Eléctrica								
Proveitos por aplicação da TEP	2 152 375	2 376 347	2 403 268	0	-26 921	-29 497		-29 497
Aquisições à REN (deduzidos do défice tarifário)	2 182 308		2 278 793					
Parcela Livre + OMP ^[2]	-5 517		148 891					
Desvios de anos anteriores	95 646		95 646					
Défice tarifário da EDP	-120 062		-120 062					
Proveitos por aplicação da UGS	461 394	456 537	458 312		-1 775	-1 945		-1 945
Proveitos por aplicação da URT	340 019	167 208	168 087		-879	-963		-963
Ajustamento da aditividade tarifária e trimestral da BT			31 949		-31 949	-35 006	0	-35 006
Proveitos permitidos à EDP Distribuição	4 200 739	4 212 362	4 314 145	17 581	-118 924	-130 304	0	-130 304

Notas:

[1] No caso da parcela livre o desvio resulta da diferença entre a coluna (1) e a (3) e das comercializações entre a (2) e a (1).

5 AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Neste capítulo comparam-se os custos e proveitos verificados no ano de 2006 com os valores que tinham sido previstos em 2005 para a determinação das tarifas de energia eléctrica em 2006. Esta análise tem por objectivo não só avaliar o desempenho da EDA, mas também determinar para cada actividade, o ajustamento relativo ao ano de 2006 a repercutir nas tarifas de 2008, de acordo com as regras definidas no Regulamento Tarifário.

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.

Na informação enviada pela EDA, constante das Normas Complementares 7 e 8, é visível o efeito dessas alterações em algumas das rubricas de custos. Por exemplo, os custos com pessoal das actividades de AGS, DEE e CEE apresentam entre 2005 e 2006, crescimentos da remuneração média por efectivo de 0,1%, 14,3% e -8,5%, respectivamente, apesar da evolução dos efectivos por actividade, ter sido de -5,9%, 4,4% e -1,1%, respectivamente.

Os movimentos de imobilizado e de participações ao investimento, também apresentam valores significativos de regularizações entre actividades, que na generalidade, superam largamente os valores dos investimentos e participações recebidas no próprio ano, por cada actividade e nível de tensão.

Estas alterações tiveram implicações no cálculo do ajustamento de 2006, 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.

5.1 METODOLOGIA DE CÁLCULO DOS CUSTOS REAIS ACEITES

Os custos de exploração reais aceites com materiais diversos, fornecimentos e serviços externos e outros custos operacionais foram calculados tendo em conta os valores aceites para 2005, actualizados com a taxa de inflação de 2006 (3,1%) e impondo um nível de eficiência de 1%. Caso os valores ocorridos sejam inferiores, aceitam-se os valores reais. Como excepção foi aceite pela totalidade o valor com materiais diversos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema (AGS), por serem resultantes do consumo de peças de reserva para os grupos das centrais. O Quadro 5-1 sintetiza os valores aceites.

Quadro 5-1 - Metodologia de cálculo dos custos de exploração aceites

Unidade: 10³ EUR

	2005 aceite	2006	2006 real	2006 Aceite	% aceite
	(1)	(2) = (1) x 1,031 x 0,99	(3)	(4) = Min{(2);(3)}	(5) = (4) / (3)
AGS					
Materiais Diversos	1 268 506	1 294 751	1 769 703	1 769 703	100,0%
FSE	2 266 362	2 313 253	2 642 710	2 313 253	87,5%
Outros Custos operacionais	95 958	155 862	179 263	155 862	86,9%
Total	3 630 826	3 763 867	4 591 676	4 238 819	92,3%
DEE					
Materiais Diversos	1 468 902	1 499 294	1 377 827	1 377 827	100,0%
FSE ^[1]	3 923 789	4 004 972	3 754 555	3 754 555	100,0%
Outros Custos operacionais	317 797	142 489	224 154	142 489	63,6%
Total	5 710 488	5 646 754	5 356 536	5 274 871	98,5%
CEE					
Materiais Diversos	3 706	3 783	6 230	3 783	60,7%
FSE	2 928 492	2 989 083	2 819 100	2 819 100	100,0%
Outros Custos operacionais	50 370	2 603	6 733	2 603	38,7%
Total	2 982 568	2 995 468	2 832 062	2 825 485	99,8%
EDA					
Materiais Diversos	2 741 114	2 797 828	3 153 760	3 151 313	99,9%
FSE	9 118 643	9 307 308	9 216 364	8 886 908	96,4%
Outros Custos operacionais	464 125	300 954	410 150	300 954	73,4%
Total	12 323 883	12 406 089	12 780 274	12 339 174	96,5%

^[1] - O valor real de 2006 não inclui 5,7 milhares de euros de custos com o PPDA.

Relativamente aos Impostos, tendo em conta que os anos de 2006 e 2007, constituíram anos de excepção face ao não recebimento dos valores das compensações devidas, conduzindo a um esforço de endividamento que agravou esse agregado de custos por via do imposto de selo, entendeu-se que o valor dos impostos deveria ser aceite pela totalidade.

Para os custos com o pessoal mantém-se a metodologia de cálculo utilizada para cálculo dos valores para tarifas, isto é, aplica-se à remuneração por efectivo ocorrida no ano anterior um acréscimo anual de 1,5 pontos percentuais acima da taxa de inflação ocorrida (3,1%). Ao novo montante de massa salarial calculado tendo em conta o número de efectivos no início do ano, aplicam-se as percentagens médias de encargos sobre remunerações e com pensões de reforma reais para o total das actividades reguladas das EDA. Sempre que o valor apurado seja superior ao ocorrido aceita-se o valor ocorrido. Para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos os custos com indemnizações não são aceites. 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%.

Desta forma, foram aceites pela totalidade os custos das actividades de AGS e CEE (excluindo o valor da indemnizações por despedimento), enquanto na actividade de DEE aceitou-se em 86,2% a parcela de custos de pessoal de exploração (excluindo as indemnizações).

5.2 AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

De acordo com o n.º 6 do artigo 87.º do Regulamento Tarifário, o ajustamento em 2007 dos proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema (AGS) relativos a 2006 é dado pela diferença entre os valores recuperados pela EDA no montante de 78 795 milhares de euros e os proveitos que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 87.º aos valores verificados em 2005, de 97 899 milhares de euros, adicionados do ajustamento para tarifas aditivas, de 2 164 milhares de euros. Este desvio é actualizado para 2007 aplicando-se a taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho de 2007, acrescida de meio ponto percentual.

Os proveitos recuperados pela EDA em 2006 resultaram da soma das seguintes parcelas:

- Proveitos recuperados pela EDA por aplicação das tarifas de UGS e URT às entregas a clientes finais da RAA em 2006, no montante de 55 806 milhares de euros;
- Desvio a recuperar em 2008 da compensação atribuída e não recebida em 2006 relativa ao sobrecusto estimado da actividade de AGS e montante da limitação dos acréscimos das TVCF em BT a pagar pela entidade concessionária da RNT (22 989 milhares de euros);

O Quadro 5-2 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.

Quadro 5-2 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema

		2006	Tarifas 2006	Diferença 2006 - Tarifas 2006	
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
a	$\bar{C}_{SPL,t}^{AGS}$	10 246	10 374	-128	-1,2%
b	$\bar{A}m_{t-1}^{AGS}$	8 296	10 348	-2 051	-19,8%
c	$\bar{A}ct_{t-1}^{AGS}$	140 222	149 105	-8 883	-6,0%
d	\bar{r}_{t-1}^{AGS}	7,0	7,0		
e	\bar{C}_t^{AGS}	34 158	22 192	11 966	53,9%
f	\bar{F}_t^{AGS}	44 670	32 775	11 895	36,3%
g	\bar{S}_t^{AGS}	8 255	1 801	6 454	358,4%
h	$\bar{\Delta}R_{t-2}^{AGS}$	1 033	1 033	0	0,0%
1	$a + b + c \times \frac{d}{100} + e + f - g - h$	97 899	83 292	15 228	18,3%
2	$\bar{R}r_t^{AGS}$	55 806			
3	$\bar{\Delta}A_t^{AGS}$	22 989			
4	$\bar{\Delta}RAA_t^{AGS}$	0			
5	(2) + (3) + (4)	78 795			
6	$\bar{\Delta}^{TVCF}_t$	2 164			
7	(5) - (1) + (6)	-16 940			
8	\bar{r}_{2006}^{AGS}	4,675%			
9	$\bar{\Delta}A_{2005}^{AGS} = (7) \times \left(1 + \frac{\bar{r}_{2006}^{AGS}}{100} \right)^2$	-18 561			

5.2.1 CUSTOS COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA AO SISTEMA INDEPENDENTE DOS AÇORES

Os custos com a aquisição de energia eléctrica ao Sistema Independente dos Açores (SIA) foram cerca de 1,2% inferiores aos estimados. Tal é explicado pela redução da energia geotérmica em cerca de 13,5%, relativamente ao valor das tarifas de 2006, não obstante o facto das aquisições de energias renováveis provenientes de outras fontes ter apresentado um desvio positivo relativamente às previsões para as tarifas de 2006. (Quadro 5-3).

Quadro 5-3 - Custos com aquisição de energia eléctrica ao SIA

	Quantidades (MWh)			Custo Unitário (€/MWh)			Custo Total (10 ³ EUR)		
	2006	T2006	Δ%	2006	T2006	Δ%	2006	T2006	Δ%
Geotérmica	83 842	96 798	-13,4%	78,50	78,62	-0,1%	6 582	7 610	-13,5%
Hídrica	29 723	22 860	30,0%	78,50	78,62	-0,1%	2 333	1 797	29,8%
Eólica	16 397	12 300	33,3%	78,49	78,62	-0,2%	1 287	967	33,1%
Térmica	199	0		70,35			14	0	
Biogás	384	0		78,13			30	0	
Total	130 545	131 958	-1,1%	78,49	78,62	-0,2%	10 246	10 374	-1,2%

5.2.2 AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ACTIVOS A REMUNERAR

O desvio no activo líquido a remunerar resulta da conjugação dos seguintes factores:

- Menor investimento no ano do que o previsto (-25,8%) e consequentemente menor valor de imobilizado transferido para a exploração (-51,3%);
- Aumento do valor final das participações ao investimento (22,6%), quer por via do recebimento de participações não previstas, mas sobretudo pelo efeito das regularizações e transferências entre actividades.

O quadro seguinte apresenta os movimentos nos activos líquidos a remunerar.

Quadro 5-4 - Movimentos no activo líquido a remunerar

Unidade: 10³ EUR

	2006	Tarifas 2006	desvio
	(1)	(2)	[(1) - (2)] / (2)
Investimento a custo técnicos ^[1]	11 985	16 150	-25,8%
Activo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	247 917	251 979	-1,6%
Investimento Directo	430	508	
Transferência p/ exploração	13 322	27 373	
Reclassificações, alienações e abates	1 663	0	
Saldo Final (2)	263 332	279 861	-5,9%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	83 315	83 977	-0,8%
Amortizações do Exercício	10 348	11 956	
Regularizações e abates	-5 914	0	
Saldo Final (4)	87 749	95 933	-8,5%
Participações			
Saldo inicial líquido (5)	27 785	27 664	0,4%
Participações do ano	6 222	0	
Amortizações do ano	2 052	1 608	
Saldo Final (6)	31 956	26 055	22,6%
Activo líquido a remunerar			
Valor de 2005 (7) = (1) - (3) - (5)	136 817	140 338	
Valor de 2006 (8) = (2) - (4) - (6)	143 627	157 872	
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	140 222	149 105	-6,0%

Nota: ^[1] Exclui os custos associados às licenças de CO₂.

^[2] Inclui regularizações e transferências entre actividades.

A taxa de realização do investimento do ano 2006 relativamente ao previsto foi de 75,2%, resultado principalmente da recalendarização de alguns projectos.

5.2.3 CUSTOS ANUAIS DE EXPLORAÇÃO

O desvio ocorrido ao nível dos custos de exploração nesta actividade, relativamente ao previsto para tarifas 2006 foi de 30,6%.

Quadro 5-5 - Custos de exploração na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema

	Tarifas 2006	Real 2006	Desvio	2006 ERSE	Diferença 2006 ERSE - Tarifas 2006		Diferença 2006 ERSE - Real 2006	
	10 ³ EUR	%	10 ³ EUR	% aceite				
	(1)	(2)	[(2) - (1)] / (1)	(3)	(4) = (3) - (1)	5) = [(4) / (1)] x 10	(6) = (3) - (2)	[(3) / (2)] x 100
Custos de Exploração								
Fuel	32 775	45 345	38,4%	44 670	11 895	36,3%	-676	98,5%
Gasóleo	5 918	10 042	69,7%	10 042	4 124	69,7%	0	100,0%
Lubrificantes e Amónia	2 338	1 034	-55,8%	1 034	-1 304	-55,8%	0	100,0%
Materiais Diversos	1 800	1 770	-1,7%	1 770	-31	-1,7%	0	100,0%
Fornecimentos e Serviços Externos	1 967	2 643	34,4%	2 313	346	17,6%	-330	87,5%
Pessoal	10 157	10 633	4,7%	10 533	376	3,7%	-100	99,1%
Outros Custos ^[1]	11	340	3000,4%	317	306	2791,6%	-23	93,3%
Licenças de CO ₂ ^[2]	0	8 149		8 149	8 149		0	100,0%
Total (3) = (1) + (2)	54 967	79 957	45,5%	78 828	23 861	43,4%	-1 129	98,6%
Custos de Investimento (TPE)								
Materiais Diversos	3	5	79,0%	5	2	79,0%	0	100,0%
Fornecimentos e Serviços Externos	194	289	48,8%	289	95	48,8%	0	100,0%
Pessoal	120	151	26,1%	151	31	26,1%	0	100,0%
Outros Custos	6	4	-39,7%	4	-3	-39,7%	0	100,0%
Total (4)	323	449	38,9%	449	126	38,9%	0	100,0%
Custos Totais								
Fuel	32 775	45 345	38,4%	44 670	11 895	36,3%	-676	98,5%
Gasóleo	5 918	10 042	69,7%	10 042	4 124	69,7%	0	100,0%
Lubrificantes e Amónia	2 338	1 034	-55,8%	1 034	-1 304	-55,8%	0	100,0%
Materiais Diversos	1 803	1 774	-1,6%	1 774	-29	-1,6%	0	100,0%
Fornecimentos e Serviços Externos	2 162	2 932	35,7%	2 602	441	20,4%	-330	88,7%
Pessoal	10 277	10 784	4,9%	10 684	407	4,0%	-100	99,1%
Outros Custos	17	344	1885,6%	321	304	1753,3%	-23	93,3%
Total (5) = (3) + (4)	55 290	72 256	30,7%	71 128	15 838	28,6%	-1 129	98,4%

^[1] Valor líquido de utilizações de provisões.

^[2] O custo com licenças de CO₂ no montante de 8 149 milhares de euros não é evidenciado no quadro, para não influenciar o cálculo da variação de custos, tendo em conta que é compensado por via dos proveitos.

De seguida analisam-se as rubricas de custos de exploração da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.

5.2.3.1 CUSTO COM OS COMBUSTÍVEIS

O peso dos custos com a aquisição de combustíveis é bastante importante nos custos totais de produção de energia eléctrica da EDA. Nas tarifas para 2006, previa-se que os custos com a aquisição de combustíveis e lubrificantes representassem cerca de 38,2% dos custos aceites para efeitos de regulação dessa empresa. Na realidade, em 2006 estes custos representaram 47,7% dos custos aceites

para efeitos de regulação. Deste montante, cerca de 81,9% correspondeu ao fuelóleo e 18,1% ao gasóleo.

O Quadro 5-6 apresenta a diferença entre os custos com combustíveis previstos e verificados, por tipo de combustível.

Quadro 5-6 - Custos com combustíveis previstos e verificados

	Tarifas 2006 (10 ³ euros) (1)	Previstos 2006 EDA (10 ³ euros) (2)	2006 ERSE (10 ³ euros) (3)	Real 2006 (10 ³ euros) (4)	((3)-(1))/(1) %	((4)-(2))/(2) %
Fuelóleo	32 775	37 713	44 670	45 345	36%	20%
Gasóleo	5 918	6 221	10 042	10 042	70%	61%
Total	38 693	43 933	54 712	55 387	41%	26%

Observa-se que, relativamente ao previsto nas Tarifas 2006, os custos com o fuelóleo calculados pela ERSE ("2006 ERSE") relativamente a 2006 foram superiores em cerca de 36%, enquanto que os custos com o gasóleo foram superiores em 70%. Quando se compara as previsões da EDA para 2006 e os valores que esta empresa apresentou em 2007 referentes a 2006 ("Real 2006"), a diferença no caso do fuelóleo é igual a 20%.

O Quadro 5-7 apresenta a mesma comparação do que o Quadro 5-6 em termos unitários.

Quadro 5-7 - Custos unitários

	Previstos Tarifas 2006 (10 ³ euros) (1)	Previstos 2006 EDA (10 ³ euros) (2)	2006 ERSE (10 ³ euros) (3)	Real 2006 (10 ³ euros) (4)	((3)-(1))/(1) %	((4)-(2))/(2) %
Fuelóleo €/t	248,9	286,0	367,7	373,0	48%	30%
Gasóleo €/kl	301,0	301,0	515,0	515,0	71%	71%

Em termos unitários as diferenças entre os custos previstos nas Tarifas 2006 e os verificados são ainda maiores, sendo os valores verificados 48% superiores aos previstos no caso do fuelóleo e 71% no caso do gasóleo. Se considerarmos os valores apresentados pela EDA, a diferença face ao verificado é igualmente de 71% no caso do gasóleo e é de 30% no caso do fuelóleo.

O grande aumento do preço do gasóleo face ao previsto é explicado pelo aumento do preço do gasóleo nos mercados internacionais. O gasóleo consumido pela EDA é isento de ISP, tornando-o mais barato do que no resto do território nacional.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 E 2007 A REPERCUTIR EM 2008

Ajustamentos referentes a 2006 na Região Autónoma dos Açores

O cálculo do custo unitário real do fuelóleo aceite para efeito de tarifas segue a metodologia constante no regulamento tarifário em vigor e que se pode observar no Quadro 5-8, com base nos custos unitários verificados em 2006.

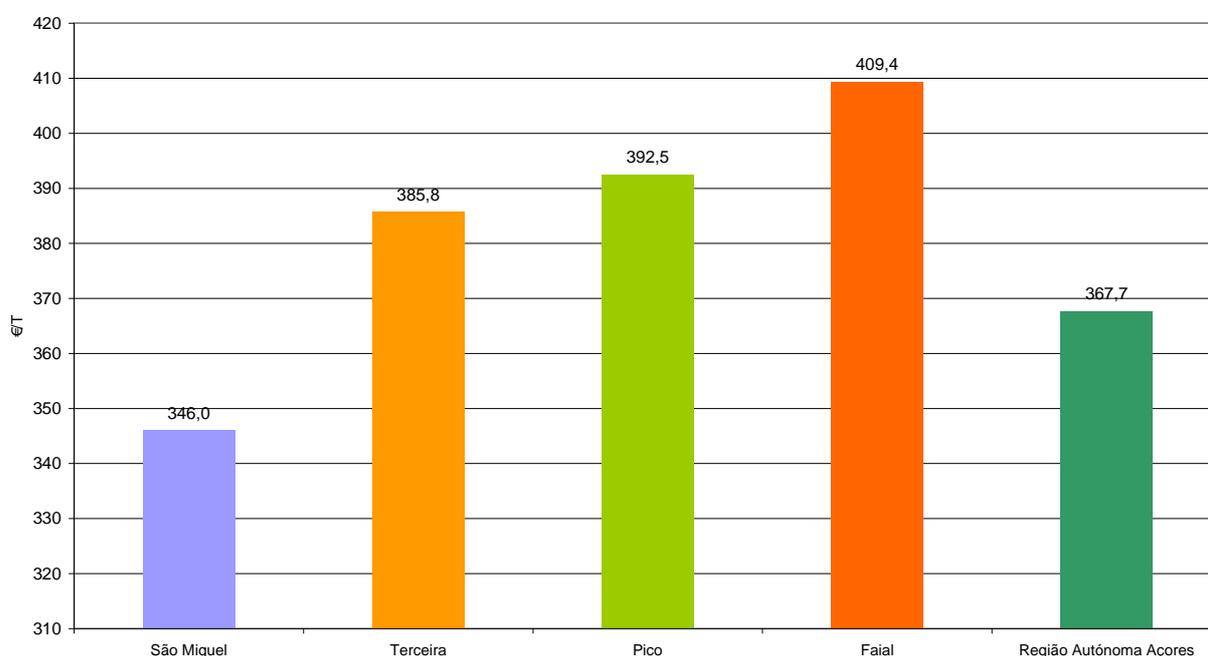
Quadro 5-8 – Determinação do custo unitário com o fuelóleo de 2006 com base em valores reais

Fuelóleo 180 São Miguel (1)	351,8
Gasóleo São Miguel (2)	485,1
Preço Europa fuelóleo 380 São Miguel (3) $= [(1) - 0,1 * (2) / 0,845] / 0,9$	327,1
São Miguel custo do fuelóleo 100 (4) $= 0,828 * (3) + 0,172 * (2) / 0,845$	369,6
Custo com descarga _ estimativa (5)	19,0
Fuelóleo 380 São Miguel CIF (6) $= (3) - (5)$	308,1
Fuelóleo 380 Setúbal CIF (7)	269,5
Fuelóleo 380 São Miguel CIF _ ERSE (8) $= 1/6 * (7) + 5/6 * (6)$	301,7
Preço Europa fuelóleo 380 São Miguel _ ERSE (10) $= (8) + (5)$	320,7
Fuelóleo 180 São Miguel _ ERSE (11) $= 0,9 * (10) + 0,1 * (2) / 0,845$	346,0
Fuelóleo 100 São Miguel _ ERSE (12) $= 0,828 * (10) + 0,172 * (2) / 0,845$	364,3
Diferença entre valores do fuelóleo 180 considerados no ajustamento de 2006 e valores apresentados pela EDA para 2006 (13) $= (11) - (1)$	-5,8
Diferença entre valores do fuelóleo 100 considerados no ajustamento de 2006 e valores apresentados pela EDA para 2006 (14) $= (12) - (4)$	-5,3

Recorde-se que na RAA, a aquisição do fuelóleo é efectuada, centralmente, tendo em conta as necessidades do arquipélago para o conjunto dos sectores económicos. Este facto, conjuntamente com as condicionantes técnicas ao armazenamento de combustíveis existentes no arquipélago, cria restrições ao tipo de fuelóleo que pode ser consumido. Em São Miguel apenas é consumido o fuelóleo com viscosidade 180 e nas restantes ilhas é consumido o fuelóleo com viscosidade 100.

Os custos unitários do fuelóleo são apresentados para cada ilha na figura que se segue. As diferenças entre ilhas dizem respeito à consideração dos custos de transporte inter-ilhas.

Figura 5-1 - Custos com fuelóleo por ilha, considerados na definição do ajustamento de 2006



O preço do fuelóleo com viscosidade 180 resulta da adição de 90% do preço Europa¹⁹ do fuelóleo com teor de enxofre superior a 1%, com 10% do preço Europa do gasóleo. O preço do fuelóleo com viscosidade 100 resulta da adição de 82,8% do preço Europa do fuelóleo com teor de enxofre superior a 1%, com 17,2% do valor do preço Europa do gasóleo. Ao preço do fuelóleo assim obtido, há que adicionar os custos com o transporte inter-ilhas, a partir de São Miguel e os custos com o armazenamento.

¹⁹ O Preço Europa é um preço máximo administrativo, definido pelo Governo Regional dos Açores com base na evolução dos preços nos mercados secundários de alguns países europeus. Contudo, a aquisição é feita nos mercados primários, pela empresa que detém a concessão, a Bencom.

Para além do preço Europa do fuelóleo descarregado em São Miguel, o custo unitário do fuelóleo consumido na RAA depende, então, do preço do gasóleo, dos custos de armazenamento e dos custos de transporte inter-ilhas.

A metodologia de determinação dos custos com fuelóleo aceites para fins regulatórios respeita as condicionantes do fuelóleo consumido na RAA, já que apenas se aplica ao fuelóleo com viscosidade 380, aceitando-se na íntegra os custos com o gasóleo adicionado ao fuelóleo 380.

O Quadro 5-9 mostra que as diferenças entre os valores previstos e realizados da produção das centrais e dos consumos específicos são muito menores do que no caso dos consumos unitários.

Quadro 5-9 - Produção e consumo específico RAA

	Produção centrais			Consumos específicos		
	Tarifas 2006 GWh (1)	2006 real GWh (2)	$((2)-(1))/(1)$ %	Tarifas 2005 (kg/kWh ou l/kWh) (3)	2005 EDA (kg/kWh ou l/kWh) (4)	$((4)-(3))/(3)$ %
Fuelóleo	630	590	-6%	0,209	0,206	-1%
Gasóleo	64	60	-6%	0,323	0,324	0%

No que concerne à produção de energia eléctrica, esta foi inferior ao previsto em cerca de 6% tanto no caso da produção com origem nas centrais térmicas a fuelóleo, como nas centrais térmicas a gasóleo. No que diz respeito aos consumos específicos, os valores são muito próximos dos valores previstos.

Deste modo, a diferença entre os custos com combustíveis previstos e os verificados deveu-se essencialmente a um aumento não esperado dos custos unitários dos combustíveis.

As análises aos custos com fuelóleo e com gasóleo são, de seguida, efectuadas com mais detalhe.

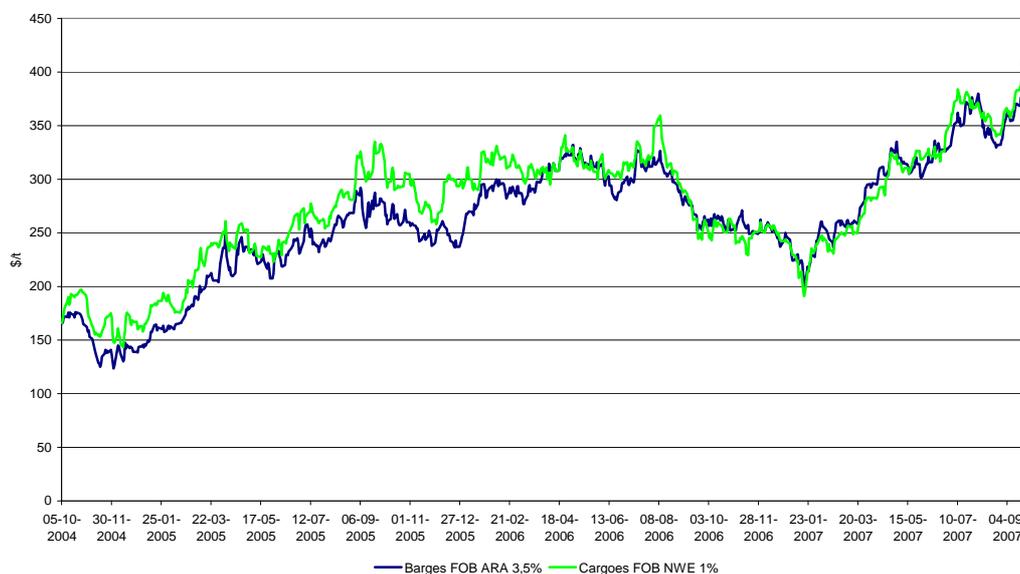
5.2.3.1.1 FUELÓLEO

Como se viu, a diferença entre os custos previstos e verificados com o consumo de fuelóleo em 2006 resulta da evolução superior ao previsto dos custos unitários com o fuelóleo, cujo efeito nos custos totais foi ligeiramente amenizado pela evolução da produção. A Figura 5-2 apresenta a evolução²⁰ entre Junho de 2004 e Dezembro de 2006 do preço médio semanal do fuelóleo FOB, com 3,5% Barges Roterdão, e com 1% de enxofre Cargoes NWE.

O fuelóleo 3,5% Barges Roterdão corresponde ao tipo de fuelóleo consumido na Região Autónoma dos Açores. O fuelóleo com 1% de enxofre Cargoes NWE corresponde ao fuelóleo consumido no continente.

²⁰ Quando as curvas estão a tracejado o motivo é a falta de dados.

Figura 5-2 - Preços FOB do fuelóleo Cargoes NWE 1% (consumido em Setúbal) e Barges ARA 3,5% (consumido nos Açores)

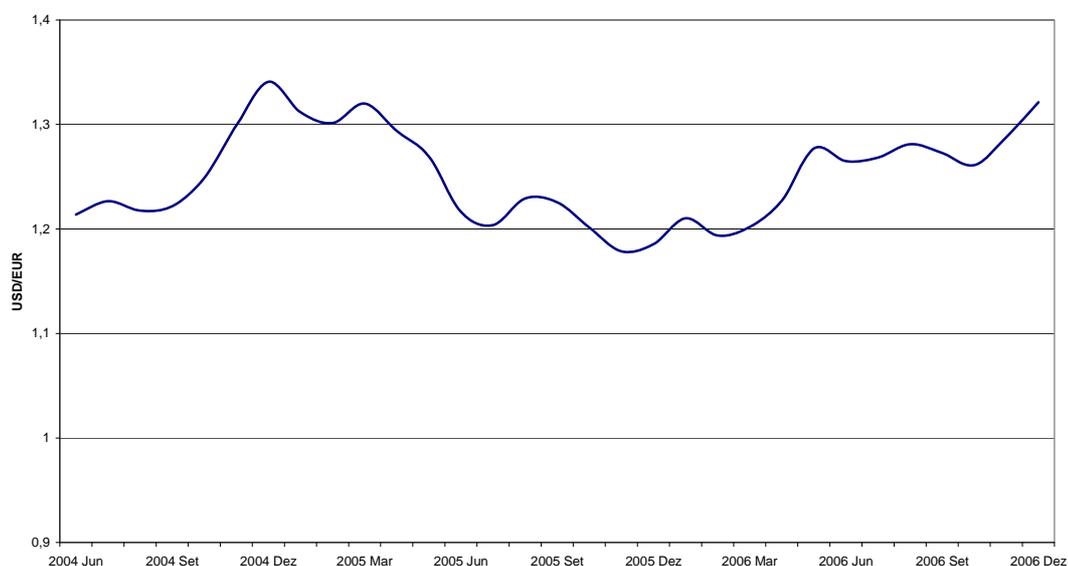


Observa-se que o preço do fuelóleo aumentou ao longo de 2005, tendo estabilizado a volta de 300 USD/t durante os 3 primeiros trimestres de 2006, e diminuído para valores em torno de 250 USD/t a partir do último trimestre de 2006. Em termos médios, o preço do fuelóleo em 2006 foi superior em mais de 15% face aos valores verificados em 2005.

Pela tendência de crescimento do preço do fuelóleo que se verificava em 2005, o grande aumento ocorrido em 2006 nos derivados do petróleo não seria de surpreender.

Observa-se igualmente que, de um modo geral, os preços do fuelóleo a 1% de enxofre Cargoes são muito próximos dos preços do fuelóleo a 3,5% de enxofre Barges, exceção feita do segundo semestre de 2005 em que os preços do fuelóleo a 3,5 de enxofre Barges são marcadamente superiores aos preços do fuelóleo a 1% de enxofre Cargoes.

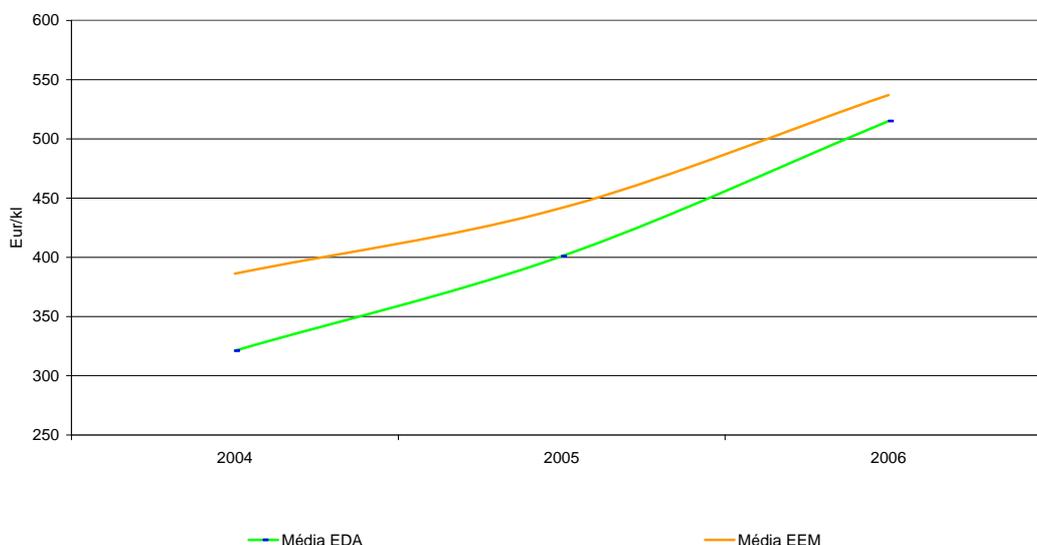
Outro factor que condiciona o preço dos combustíveis é a evolução da taxa de câmbio do euro face ao dólar. A Figura 5-3 apresenta a evolução da taxa de câmbio EUR/USD para o mesmo período, podendo-se observar que em 2006 a taxa de câmbio do euro face ao dólar apresentou-se muito próxima do verificado em 2005. Em 2006, o valor média da taxa de câmbio EUR/USD foi 1,26, tendo sido em 2005 de 1,25.

Figura 5-3 - Evolução da taxa de câmbio EUR/USD entre Junho de 2004 e Dezembro de 2006

Deste modo, a continuação da tendência de crescimento do preço do fuelóleo no segundo semestre de 2005 já iniciada em no final de 2004 é o principal factor para que as previsões do custo com o fuelóleo para 2006 tenham sido subestimadas.

5.2.3.1.2 GASÓLEO

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 na EEM, empresa produtora de energia eléctrica do arquipélago da Madeira. Este facto decorre do gasóleo adquirido para produção de energia eléctrica nestas ilhas ter sido isento de pagamento de ISP até Maio de 2004. A partir desta data o custo do gasóleo na EEM aproximou-se do consumido pela EDA.

Figura 5-4 - Custo do gasóleo consumido para produção de energia eléctrica pela EDA e EEM

Fonte: EDA, EEM

O Quadro 5-10 ilustra dois factos importantes. Em primeiro lugar, o custo unitário do gasóleo foi em 2006 muito superior ao previsto na definição das tarifas para 2006. Em segundo lugar, esta diferença foi mais acentuada no caso do gasóleo consumido pela EDA relativamente ao caso do gasóleo consumido pela EEM levando a uma aproximação substancial entre os custos unitário do gasóleo nas duas empresas.

Quadro 5-10 - Comparação do custo médio unitário do gasóleo consumido para produção de energia eléctrica pela EDA e pela EEM

	2004 real (1)	2005 Tarifas 2005 (2)	2005 real ERSE (3)	Evolução anual % [(3)-(1)]/(1)	2006 Tarifas 2006 (4)	2006 real (5)	Evolução anual % [(5)-(3)]/(3)
Custo médio para a EDA (a)	321	298	401	24,8%	301	515	28,5%
Custo médio para a EEM (b)	386	424	476	23,1%	448	537	13,0%
Diferencial custo EDA e EEM % ((b)-(a))/(a)	-16,8%	-29,6%	-15,7%	-	-32,8%	-4,1%	-

5.2.3.2 LUBRIFICANTES

O custo total com lubrificantes foi inferior às estimativas em cerca de 5,9%. Este desvio resultou, por um lado, da sobrestimação do consumo de lubrificantes em cerca de 29% e, por outro lado, por um acréscimo do custo unitário em cerca de 32%.

Quadro 5-11 - Custos com Lubrificantes

	Quantidades (kl)			Custo Unitário (€/l)			Custo Total (10 ³ EUR)		
	2006	T2006	Δ%	2006	T2006	Δ%	2006	T2006	Δ%
Lubrificantes	945,9	1 324,8	-28,6%	1,08	0,8	31,8%	1 024	1 088	-5,9%

5.2.3.3 LICENÇAS DE CO₂

Em 2006, os custos associados com as licenças utilizadas de CO₂ atingiram os 8 149 milhares de euros correspondendo à utilização de 384 948 ton no montante de 8 149 milhares de euros. O quadro seguinte evidencia a movimentação das licenças de CO₂ durante o ano de 2006.

	Quantidade (Kton)	Valor unitário (EUR/ton)	Valor 10 ³ EUR
Licenças atribuídas	378,8	21,19	8 026,9
Licenças adquiridas	6,0	24,83	149,0
Licenças utilizadas	384,9	54,42	8 148,9
do ano anterior	1,9	8,40	15,6
do ano atribuídas	378,8	21,19	8 026,9
do ano adquiridas	4,3	24,83	106,3

5.2.3.4 RESTANTES CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

A metodologia de cálculo dos restantes custos afectos à exploração foram objecto de análise no ponto 5.1. O montante de custos reais não aceites para efeitos de regulação, com excepção dos custos com energia (combustíveis, lubrificantes, amónia e aquisição de energia), atingem os 452 milhares de euros dos quais 100 milhares de euros dizem respeito a indemnizações.

5.2.4 OUTROS PROVEITOS NO ÂMBITO DA ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

Os outros proveitos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica apresentaram um desvio de cerca de -94% relativamente ao previsto, conforme se pode observar no Quadro 5-12. Este desvio resulta de uma sobrestimação do seu montante. A EDA previa um montante das prestações de serviços na ordem dos 1 181 milhares de euros não tendo tido qualquer realização. Ao nível dos Outros Custos Operacionais o valor ocorrido foi inferior em 82,9% ao orçamentado.

Quadro 5-12 - Outros proveitos da AGS

	2006	Tarifas 2006	Diferença 2006 - Tarifas 2006	
	10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
Prestações de Serviços	0	1 181	-1 181	-100,0%
Outros Proveitos Operacionais	106	619	-514	-82,9%
Total	106	1 801	-1 695	-94,1%

5.2.5 AJUSTAMENTO DA ADITIVIDADE TARIFÁRIA

O ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas calculado de acordo com o Artigo 140.º do Regulamento Tarifário resulta da diferença entre os proveitos obtidos pela EDA por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aos fornecimentos a clientes finais da RAA e os proveitos obtidos por aplicação aos fornecimentos aos clientes finais da RAA das tarifas do Continente, adicionados do custo com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e recuperado pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA. Em 2006 este ajustamento foi de 2 164 milhares de euros.

Quadro 5-13 - Calculo do ajustamento para tarifas aditivas

			Unidade: 10 ³ EUR
			2006
1	R_t^{TVCF}	Proveitos obtidos pela EDA por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aos fornecimentos a clientes finais da RAA	81 586
2	$R_{AGS,t}^A$	Proveitos obtidos por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das tarifas de Energia, tarifa de UGS e tarifa de URT	55 806
3	$R_{D,t}^A$	Proveitos obtidos pela aplicação aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.	19 338
4	$R_{C,t}^A$	Proveitos obtidos pela aplicação a clientes finais da concessionária da RAA das tarifas de Comercialização de Redes e Comercialização	4 279
5	$SRAA_t$	Custos com a Convergência Tarifária a recuperar pelas TVCF da RAA	0
6	$\Delta_t^{TVCF} = 1 - (2 + 3 + 4) - 5$	Custo da convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	2 164

5.3 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

De acordo com o n.º 4 do artigo 89.º do Regulamento Tarifário, o ajustamento em 2008 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica relativos a 2006 é dado pela diferença entre o valor recuperado pela EDA no montante de 36 698 milhares de euros deduzido do montante aceite como custos com a promoção ambiental de 131 milhares de euros e os proveitos que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 89.º aos valores verificados em 2006 (34 856 milhares de euros). Este desvio é actualizado para 2008 aplicando-se a taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho de 2007, acrescida de meio ponto percentual.

Os proveitos recuperados pela EDA em 2006 resultaram da soma das seguintes parcelas:

- Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA no montante de 19 338 milhares de euros (8 085 milhares de euros de AT/MT e 11 253 milhares de euros de BT);
- Desvio a recuperar em 2008 da compensação atribuída e não recebida em 2006 a pagar pela entidade concessionária da RNT relativa ao sobrecusto estimado da actividade de DEE de 17 361 milhares de euros (9 604 milhares de euros de AT/MT e 7 756 milhares de euros de BT).

Estes valores são deduzidos da seguinte parcela:

- Custos aceites com a promoção do desempenho ambiental de acordo com o relatório de execução do “Plano de Promoção do Desempenho ambiental” de 131 milhares de euros (130 milhares de euros em MT e 1 milhar de euros em BT).

O Quadro 5-14 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.

Quadro 5-14 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

		2006		Diferença 2006 - Tarifas 2006		
		10 ³ EUR	Tarifas 2006 10 ³ EUR	10 ³ EUR	%	
a	$Am_{MT,j}^{A^0}$	Amortizações do activo fixo líquidas das amortizações dos activos participados	7 042	7 513	-470	-6,3%
b	$Ac_{MT,j}^{A^0}$	Valor médio do activo fixo líquido de amortizações e participações	132 769	140 018	-7 249	-5,2%
c	$r_{MT,j}^{A^0}$	Taxa de remuneração permitida para o valor do activo fixo (%)	8,0	8,0		
d	$C_{MT,j}^{A^0}$	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	13 681	13 795	-114	-0,8%
e	$S_{MT,j}^{A^0}$	Outros proveitos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	929	579	351	60,6%
f	$\Delta R_{MT,j-2}^{A^0}$	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE relativos ao ano t-2	-4 440	-4 440	0	
1		Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	34 856	36 371	-935	-2,6%
2	$i_{2004}^{A^0}$	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho de 2007, acrescida de meio ponto percentual	4,68%			
g	$Am_{MT,j}^{A^0}$	Amortizações do activo fixo líquidas das amortizações dos activos participados	2 651	2 977	-326	-11,0%
h	$Ac_{MT,j}^{A^0}$	Valor médio do activo fixo líquido de amortizações e participações	69 057	84 584	-15 527	-18,4%
i	$r_{MT,j}^{A^0}$	Taxa de remuneração permitida para o valor do activo fixo (%)	8,0	8,0		
j	$C_{MT,j}^{A^0}$	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	5 771	7 854	-2 083	-26,5%
k	$S_{MT,j}^{A^0}$	Outros proveitos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	276	216	60	27,9%
l	$\Delta R_{MT,j-2}^{A^0}$	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em AT e MT relativos ao ano t-2	-2 999	-2 999	0	0,0%
3	$R_{MT,j}^{A^0} = f + g \times \frac{h}{100} + i - j$	Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT e MT	16 670	20 381	-3 712	-18,2%
4	$R_{MT,j}^{A^0}$	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas em AT e MT a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA	8 085			
5	$SA_{MT,j}^{A^0}$	Desvio a recuperar em 2008 da compensação atribuída e não recebida em 2006 a pagar pela entidade concessionária da RNT relativa ao sobrecusto estimado da actividade de DEE	9 604			
6	$SRAA_{MT,j}^{A^0}$	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAA imputáveis à actividade de DEE, em AT e MT	0			
7	$Amb_{MT,j}^{A^0}$	Custos aceites com o PPDA	130			
8	(4) + (5) + (6) - (7)	Proveitos recuperados na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT e MT	17 559			
9	$\Delta_{MT,2006}^{A^0} = [(8) - (3)] \times \left(1 + \frac{i_{2004}^{A^0}}{100}\right)^2$	Ajustamento em 2008 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em AT e MT, relativos a 2006	974			
m	$Am_{BT,j}^{A^0}$	Amortizações do activo fixo líquidas das amortizações dos activos participados	4 391	3 046	1 345	44,1%
n	$Ac_{BT,j}^{A^0}$	Valor médio do activo fixo líquido de amortizações e participações	63 712	53 526	10 186	19,0%
o	$r_{BT,j}^{A^0}$	Taxa de remuneração permitida para o valor do activo fixo (%)	8,0	8,5		
p	$C_{BT,j}^{A^0}$	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	7 910	5 862	2 048	34,9%
q	$S_{BT,j}^{A^0}$	Outros proveitos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	653	255	398	156,1%
r	$S_{BT,j}^{A^0}$	Outros proveitos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	-1 441	-1 551	110	-7,1%
10	$R_{BT,j}^{A^0} = k + l \times \frac{m}{100} + n - o$	Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	18 186	14 754	2 884	19,5%
11	$R_{BT,j}^{A^0}$	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas em BT a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA	11 253			
12	$SA_{BT,j}^{A^0}$	Desvio a recuperar em 2008 da compensação atribuída e não recebida em 2006 a pagar pela entidade concessionária da RNT relativa ao sobrecusto estimado da actividade de DEE	7 756			
13	$SRAA_{BT,j}^{A^0}$	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAA imputáveis à actividade de DEE, em BT	0			
14	$Amb_{BT,j}^{A^0}$	Custos aceites com o PPDA	1			
15	(11) + (12) + (13) - (14)	Proveitos recuperados na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	19 008			
16	$\Delta_{BT,2006}^{A^0} = [(15) - (10)] \times \left(1 + \frac{i_{2004}^{A^0}}{100}\right)^2$	Ajustamento em 2008 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em BT, relativos a 2006	900			

5.3.1 AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ACTIVOS A REMUNERAR

O desvio no activo líquido a remunerar de -5,18% resulta, por um lado, do decréscimo do Activo fixo bruto em 4,2%, sobretudo como consequência de reclassificações, alienações e abates de imobilizado (14,8 milhões de euros) e do saldo negativo das participações do ano em 1,4 milhões de euros, resultante, também, de reclassificações e transferências de subsídios entre actividades. A base de

activos a remunerar encontra-se líquida dos valores dos investimentos efectuados ao abrigo do Plano de Promoção ao Desempenho Ambiental (PPDA), num total de 126 milhares de euros. Para a ERSE, no apuramento da base de activos líquidos a remunerar, esse valor é considerado como um subsídio, sendo amortizado anualmente à mesma taxa média utilizado para as participações de imobilizado com a mesma natureza. Estes valores serão atribuídos à EDA, no âmbito do mecanismo de ajustamento conforme definido no n.º 4 do artigo 89.º do Regulamento Tarifário.

Quadro 5-15 - Movimentos no activo líquido a remunerar

Unidade: 10³ EUR

	2006	Tarifas 2006	desvio
	(1)	(2)	[(1) - (2)] / (2)
Investimento a custo técnicos	20 629	19 532	5,6%
Activo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	256 990	259 707	-1,0%
Investimento Directo	3 958	850	365,9%
Transferência p/ exploração	19 938	17 273	15,4%
Reclassificações, alienações e abates	-14 755	0	
Saldo Final (2)	266 131	277 829	-4,2%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	87 202	88 573	-1,5%
Amortizações do Exercício	8 896	9 661	
Regularizações e abates	-6 532	0	
Saldo Final (4)	89 567	98 233	-8,8%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	42 023	35 742	17,6%
Comparticipações do ano ^[1]	-1 378	1 359	
Amortizações do ano	1 854	2 148	
Saldo Final (6)	38 791	34 952	11,0%
Activo líquido a remunerar			
Valor de 2005 (7) = (1) - (3) - (5)	127 765	135 392	
Valor de 2006 (8) = (2) - (4) - (6)	137 773	144 643	
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	132 769	140 018	-5,2%

Nota: ^[1] Inclui regularizações e transferências entre actividades e valores do PPDA.

5.3.2 CUSTOS ANUAIS DE EXPLORAÇÃO

Os custos anuais de exploração apresentaram um desvio de 10,0% relativamente ao previsto. À excepção da rubrica de materiais diversos todas as restantes rubricas superaram os valores aceites para tarifas.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 E 2007 A REPERCUTIR EM 2008

Ajustamentos referentes a 2006 na Região Autónoma dos Açores

O Quadro 5-16 compara os valores ocorridos em 2006 com os valores aceites nas tarifas para 2006 e com os valores aceites pela ERSE para efeitos de cálculo do ajustamento referente a 2006.

Quadro 5-16 - Custos de exploração na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

	Tarifas 2006	Real 2006	Desvio	2006 ERSE	Diferença 2006 ERSE - Tarifas 2006		Diferença 2006 ERSE - Real 2006	
	10 ³ EUR	%	10 ³ EUR	% aceite				
	(1)	(2)	[(2) - (1)] / (1)	(3)	(4) = (3) - (1)	(5) = [(4) / (1)] x 100	(6) = (3) - (2)	[(3) / (2)] x 100
Custos de Exploração								
Materiais Diversos	1 491	1 378	-7,6%	1 378	-113	-7,6%	0	100,0%
Fornecimentos e Serviços Externos	3 176	3 760	18,4%	3 755	579	18,2%	-6	99,8%
Pessoal	8 995	9 575	6,5%	8 171	-824	-9,2%	-1 404	85,3%
Outros Custos ^[1]	132	459	247,1%	377	245	185,2%	-82	82,2%
Total (3) = (1) + (2)	13 794	15 173	10,0%	13 681	-113	-0,8%	-1 492	90,2%
Custos de Investimento (TPE)								
Materiais Diversos	4 952	3 540	-28,5%	3 540	-1 413	-28,5%	0	0,0%
Fornecimentos e Serviços Externos	1 178	1 042	-11,6%	1 042	-136	-11,6%	0	0,0%
Pessoal	499	1 547	210,1%	1 547	1 048	210,1%	0	0,0%
Outros Custos	168	54	-68,1%	54	-114	-68,1%	0	0,0%
Total (4)	6 798	6 183	-9,0%	6 183	-615	-9,0%	0	0,0%
Custos Totais								
Materiais Diversos	6 444	4 918	-23,7%	4 918	-1 526	-23,7%	0	0,0%
Fornecimentos e Serviços Externos	4 354	4 802	10,3%	4 797	443	10,2%	-6	-0,1%
Pessoal	9 494	11 122	17,2%	9 718	225	2,4%	-1 404	-14,4%
Outros Custos	300	513	70,7%	431	131	43,5%	-82	-19,0%
Total (5) = (3) + (4)	20 592	21 355	3,7%	19 864	-728	-3,5%	-1 492	-7,5%

^[1] Valor líquido de utilizações de provisões.

A metodologia de cálculo dos custos aceites encontra-se explicada no ponto 5.1. Os custos reais não aceites para efeitos de regulação atingem os 1 491 milhares de euros, dos quais 100 milhares de euros dizem respeito a indemnizações por despedimento.

Refira-se que os fornecimentos e serviços externos, foram deduzidos de 5,7 milhares de euros, resultantes de acções abrangidas pelo Plano de Promoção ao Desempenho Ambiental (PPDA), e que são incorporadas na parcela associada a este incentivo no âmbito do mecanismo de ajustamento previsto no n.º 4 do artigo 89.º do Regulamento Tarifário.

5.3.3 OUTROS PROVEITOS NO ÂMBITO DA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

Os outros proveitos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica apresentaram um desvio de cerca de 61% relativamente ao previsto, Quadro 5-17. Este desvio resulta de uma subestimação do seu montante. A EDA previa um montante de outros proveitos operacionais na ordem de grandeza dos 199 milhares de euros tendo, no entanto, ocorrido um valor de 558 milhares de euros.

Quadro 5-17 - Outros proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

	2006	Tarifas 2006	Diferença 2006 - Tarifas 2006	
	10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
Prestações de Serviços	372	380	-8	-2,1%
Outros Proveitos Operacionais	558	199	359	180,2%
Total	929	579	351	60,6%

5.4 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

De acordo com o n.º 4 do artigo 90.º do Regulamento Tarifário, o ajustamento em 2008 dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica relativos a 2006 é dado pela diferença entre os valores recuperados pela EDA no montante de 8 234 milhares de euros e os proveitos que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 90.º aos valores verificados em 2006 (7 455 milhares de euros). Este desvio é actualizado para 2008 aplicando-se a taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho de 2007, acrescida de meio ponto percentual.

Os proveitos recuperados pela EDA em 2006 resultaram da soma das seguintes parcelas:

- Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes às entregas 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 no montante de 4 279 milhares de euros (1 164 milhares de euros de MT e 3 114 milhares de euros de BT).
- Desvio a recuperar em 2008 da compensação atribuída e não recebida em 2006 a pagar pela entidade concessionária da RNT relativa ao sobrecusto estimado da actividade de CEE de 3 956 milhares de euros (-82 milhares de euros imputados a MT e 4 038 milhares de euros imputados a BT).

O Quadro 5-18 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.

Quadro 5-18 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica

			2006	Tarifas 2006	Diferença	
			10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
a	$Am_{t,j}^{AC}$	Amortizações do activo fixo líquidas das amortizações dos activos comparticipados	593	749	-155	-20,7%
b	$Act_{t,j}^{AC}$	Valor médio do activo fixo líquido de amortizações e comparticipações	5 025	5 475	-450	-8,2%
c	$r_{t,j}^{AC}$	Taxa de remuneração permitida para o valor do activo fixo (%)	8,0	8,0		
d	$C_{t,j}^{AC}$	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	5 624	6 039	-415	-6,9%
e	$S_{t,j}^{AC}$	Outros proveitos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	447	145	302	208,6%
f	$\Delta R_{t,j-2}^{AC}$	Ajustamento no ano t dos proveitos da CEE relativos ao ano t-2	-1 283	-1 283	0	
1	$\tilde{R}_{t,j}^{AC}$	Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	7 455	8 364	-909	-10,9%
2	i_{2004}^*	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho de 2007, acrescida de meio ponto percentual	4,68%			
g	$Am_{MT,j}^{AC}$	Amortizações do activo fixo líquidas das amortizações dos activos comparticipados	18	226	-208	-92,1%
h	$Act_{MT,j}^{AC}$	Valor médio do activo fixo líquido de amortizações e comparticipações	1 303	2 195	-893	-40,7%
i	$r_{MT,j}^{AC}$	Taxa de remuneração permitida para o valor do activo fixo (%)	8,0	8,0		
k	$C_{MT,j}^{AC}$	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	134	2 116	-1 982	-93,7%
k	$S_{MT,j}^{AC}$	Outros proveitos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	3	39	-36	-92,7%
l	$\Delta R_{MT,j-2}^{AC}$	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-845	-845	0	
3	$\tilde{R}_{MT,j}^{AC}$	Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em MT	1 099	3 324	-2 225	-66,9%
4	$R_{MT,j}^{AC}$	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes às entregas 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 em MT	1 164			
5	$SA_{MT,j}^{AC}$	Desvio a recuperar em 2008 da compensação atribuída e não recebida em 2006 a pagar pela entidade concessionária da RNT relativa ao sobrecusto estimado da actividade de CEE	-82			
6	$SRAA_{MT,j}^{AC}$	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAA, imputáveis à actividade de CEE, em MT	0			
7	(4) + (5) + (6)	Proveitos recuperados na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em MT	1 082			
8		Ajustamento em 2008 dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, em MT, relativos a 2007	-18			
m	$Am_{BT,j}^{AC}$	Amortizações do activo fixo líquidas das amortizações dos activos comparticipados	576	523	53	10,1%
n	$Act_{BT,j}^{AC}$	Valor médio do activo fixo líquido de amortizações e comparticipações	3 722	3 280	442	13,5%
o	$r_{BT,j}^{AC}$	Taxa de remuneração permitida para o valor do activo fixo (%)	8,0	8,0		
p	$C_{BT,j}^{AC}$	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	5 489	3 922	1 567	39,9%
q	$S_{BT,j}^{AC}$	Outros proveitos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	445	106	339	319,2%
r	$\Delta R_{BT,j-2}^{AC}$	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-438	-438	0	
9	$\tilde{R}_{BT,j}^{AC}$	Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BT	6 356	5 040	1 316	26,1%
10	$R_{BT,j}^{AC}$	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes às entregas 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 em BT	3 114			
11	$SA_{BT,j}^{AC}$	Desvio a recuperar em 2008 da compensação atribuída e não recebida em 2006 a pagar pela entidade concessionária da RNT relativa ao sobrecusto estimado da actividade de CEE	4 038			
12	$SRAA_{BT,j}^{AC}$	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAA, imputáveis à actividade de CEE, em BT	0			
13	(10) + (11) + (12)	Proveitos recuperados na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BT	7 152			
14	$\Delta_{BT,2003}^{AC} = [(13) - (9)] \times \left(1 + \frac{i_{2004}^{AC}}{100}\right)^2$	Ajustamento em 2008 dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, em BT, relativos a 2006	872			

5.4.1 AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ACTIVOS A REMUNERAR

O desvio no activo líquido a remunerar de -8,2% resulta sobretudo, do crescimento do saldo das comparticipações em 97,5%, resultante de reclassificações e transferências de subsídios entre actividades.

O quadro seguinte apresenta os movimentos que ocorreram no activo líquido a remunerar desta actividade.

Quadro 5-19 - Movimentos no activo líquido a remunerar

	2006	Tarifas 2006	desvio
	(1)	(2)	[(1) - (2)] / (2)
Investimento a custo técnicos	1 342	1 405	-4,4%
Activo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	8 996	9 079	-0,9%
Investimento Directo	82	91	
Transferência p/ exploração	1 315	2 305	
Reclassificações, alienações e abates	2 454	0	
Saldo Final (2)	12 848	11 475	12,0%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	4 081	4 212	-3,1%
Amortizações do Exercício	657	761	
Regularizações e abates	2 395	0	
Saldo Final (4)	7 133	4 973	43,4%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	40	146	-72,6%
Comparticipações do ano ^[1]	566	141	
Amortizações do ano	63	12	
Saldo Final (6)	542	275	97,5%
Activo líquido a remunerar			
Valor de 2005 (7) = (1) - (3) - (5)	4 876	4 722	
Valor de 2006 (8) = (2) - (4) - (6)	5 173	6 228	
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	5 025	5 475	-8,2%

Nota: ^[1] Inclui regularizações e transferências entre actividades.

5.4.2 CUSTOS ANUAIS DE EXPLORAÇÃO

Os custos anuais de exploração na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica apresentaram um decréscimo de 6,8% relativamente ao previsto nas tarifas para 2006.

O Quadro 5-16 compara os valores ocorridos em 2006 com os valores aceites nas tarifas para 2006 e com os valores aceites pela ERSE para efeitos de cálculo do ajustamento referente a 2006.

Quadro 5-20 - Custos de exploração na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica

	Tarifas 2006	Real 2006	Desvio	2006 ERSE	Diferença 2006 ERSE - Tarifas 2006		Diferença 2006 ERSE - Real 2006	
	10 ³ EUR	%	10 ³ EUR	% aceite				
	(1)	(2)	[(2) - (1)] / (1)	(3)	(4) = (3) - (1)	5) = [(4) / (1)] x 100	(6) = (3) - (2)	[(3) / (2)] x 100
Custos de Exploração								
Materiais Diversos	3	6	106,6%	4	1	25,4%	-2	60,7%
Fornecimentos e Serviços Externos	2 767	2 819	1,9%	2 819	52	1,9%	0	100,0%
Pessoal	3 265	2 731	-16,4%	2 731	-534	-16,4%	0	100,0%
Outros Custos ^[1]	4	74	2001,0%	70	66	1883,5%	-4	94,4%
Total (3) = (1) + (2)	6 038	5 630	-6,8%	5 624	-415	-6,9%	-7	99,9%
Custos de Investimento (TPE)								
Materiais Diversos	514	637	24,0%	637	123	24,0%	0	100,0%
Fornecimentos e Serviços Externos	241	160	-33,8%	160	-82	-33,8%	0	100,0%
Pessoal	273	277	1,2%	277	3	1,2%	0	100,0%
Outros Custos	0	0		0	0		0	
Total (4)	1 028	1 074	4,4%	1 074	45	4,4%	0	100,0%
Custos Totais								
Materiais Diversos	517	643	24,5%	641	124	24,0%	-2	99,6%
Fornecimentos e Serviços Externos	3 008	2 979	-1,0%	2 979	-30	-1,0%	0	100,0%
Pessoal	3 538	3 008	-15,0%	3 008	-530	-15,0%	0	100,0%
Outros Custos	4	74	2001,0%	70	66	1883,5%	-4	94,4%
Total (5) = (3) + (4)	7 067	6 704	-5,1%	6 697	-370	-5,2%	-7	99,9%

^[1] Valor líquido de utilizações de provisões.

Os maiores desvios absolutos ocorreram nas rubricas de Pessoal e Fornecimentos e Serviços Externos. A metodologia de cálculo dos custos aceites encontra-se explicada no ponto 5.1. Os custos reais não aceites para efeitos de regulação atingem os 7 milhares de euros.

5.4.3 OUTROS PROVEITOS NO ÂMBITO DA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

No Quadro 5-21 apresentam-se os valores da parcela de outros proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica. No seu conjunto registam um desvio de cerca de 208,6% relativamente ao previsto. Este desvio resulta de uma subestimação dos montantes de prestações de serviços (281 milhares de euros) e dos outros proveitos operacionais (21 milhares de euros).

Quadro 5-21 - Outros proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica

	2006	Tarifas 2006	Diferença 2006 - Tarifas 2006	
	10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
Prestações de Serviços	376	95	281	295,9%
Outros Proveitos Operacionais	71	50	21	42,2%
Total	447	145	302	208,6%

5.5 PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ACTIVIDADE NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Da análise do Quadro 5-22 verifica-se que os proveitos permitidos recalculados no ano 2007, com base em valores verificados em 2006, foram superiores aos proveitos permitidos a proporcionar em 2006 definidos em 2005 em cerca de 9,5%.

Quadro 5-22 - Proveitos permitidos em 2006 e ajustamento em 2008, na RAA

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos a proporcionar em 2006, definidos em 2005 (Tarifas 2006)	Proveitos Efectivamente facturados em 2006	Desvio a recuperar em t+2 e limitação dos acréscimos das TVCF em BT	Custos com a convergência tarifária recuperada pela TVCF do SEPA	Custos aceites com o PPDA	Proveitos a proporcionar em 2006, definidos em 2007	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	Ajustamento a repercutir em 2008
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(7) = [(2)+(3)+(4)-(5)-(6)+(7)] x (1+4,675%) ²
Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	83 292	55 806	22 989	0	0	97 899	2 164	-18 561
Distribuição de Energia Eléctrica	36 371	19 338	17 361	0	131	34 856		1 875
Comercialização de Energia Eléctrica	8 364	4 279	3 956	0	0	7 455		854
Proveitos permitidos à EDA	128 027	79 422	44 306	0	131	140 209	2 164	-15 831

Tendo em conta que os proveitos recuperados (125 760 milhares de euros²¹) durante 2006 pela EDA, são inferiores ao previsto (128 027 milhares de euros) em cerca de 1,8%, e que os proveitos permitidos aceites pela ERSE para 2006 são cerca de 9,5% superiores aos calculados para Tarifas 2006, o desvio de 2006 atinge os -14 449 milhares de euros:

O ajustamento a recuperar pela EDA em 2008 relativamente ao ano de 2006 actualizado à taxa EURIBOR, em vigor no último dia do mês de Junho de 2007, acrescida de meio ponto percentual será de 15 831 milhares de euros.

²¹ 125 760 = 79 422 + 44 306 - 131 + 2 164

6 AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

No presente capítulo é calculado o ajustamento relativo a 2006 a repercutir nas tarifas de 2008 de acordo com o estipulado no Regulamento Tarifário, para cada umas das actividades reguladas da EEM.

Por forma a avaliar o desempenho da EEM e o ajustamento relativo a cada actividade, a análise efectuada assenta na comparação por actividade entre os valores dos custos, proveitos e activos líquidos a remunerar verificados em 2006 e os valores aceite pela ERSE no cálculo das tarifas para 2006.

6.1 EEM

6.1.1 AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ACTIVOS A REMUNERAR

No Quadro 6-1 são apresentados os movimentos no activo líquido a remunerar da EEM. Globalmente, o desvio no activo líquido médio a remunerar situou-se em 2,4% justificado por um aumento no activo líquido de 2005 (+2,5%) e por igual movimento no activo líquido de 2006 (+2,3%) face aos valores aceites em 2005 para o cálculo das tarifas para 2006.

O desvio apurado no saldo líquido de 2006 foi fortemente influenciado pelo desvio verificado no saldo final líquido das participações ao investimento que apresenta um decréscimo de cerca de 15% face ao valor aceite em 2005 para cálculo de tarifas para 2006.

O investimento total da EEM apresentou um decréscimo em 2006 de cerca de 8% por comparação com os valores aceites em 2005 para efeitos de tarifas para 2006. O plano de investimentos da empresa é fortemente condicionado pelo ritmo de investimento público realizado em toda a Região Autónoma no sentido de assegurar novos pontos de consumo de energia eléctrica.

Quadro 6-1 - Movimentos no activo líquido a remunerar²²

Unidade: 10³ EUR

	2006 (1)	Tarifas 2006 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
Investimento Total	40 358	43 778	-7,8%
Activo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	552 777	555 952	
Investimento Directo	23 959	5 711	
Transferências para Exploração	7 142	25 443	
Reclassificações, alienações e abates	-497	0	
Saldo Final (2)	583 381	587 106	-0,6%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	280 244	280 486	
Amortizações do Exercício	20 999	21 892	
Regularizações	-468	0	
Saldo Final (4)	300 775	302 378	-0,5%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	38 372	46 926	
Comparticipações do ano	8 007	7 466	
Amortização do ano	4 740	5 282	
Saldo Final (6)	41 639	49 110	-15,2%
Activo líquido a remunerar			
Valor de 2005 (7) = (1) - (3) - (5)	234 161	228 539	2,5%
Valor de 2006 (8) = (2) - (4) - (6)	240 967	235 617	2,3%
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	237 564	232 078	2,4%

6.1.2 CUSTOS ANUAIS DE EXPLORAÇÃO DA EEM

No Quadro 6-2 são apresentados os custos anuais de exploração²³ da EEM por comparação entre os valores aceites de 2006 pela ERSE e os valores aceites em 2005 no cálculo das tarifas para 2006.

²² No activo a remunerar não se encontram contabilizadas as licenças de CO₂.

²³ Custos operacionais deduzidos dos trabalhos para a própria empresa.

Quadro 6-2 - Custos anuais de exploração da EEM

Unidade: 10³ EUR

	2006	Tarifas 2006	Desvio (2006-Tarifas 2006)	
			Valor	%
Combustíveis, lubrificantes e outros ⁽¹⁾	1 918	2 685	-766	-28,5%
Materiais Diversos	3 015	2 992	23	0,8%
Fornecimentos e Serviços Externos	4 659	4 623	36	0,8%
Custos com Pessoal	26 071	25 394	677	2,7%
Outros Custos Operacionais ⁽²⁾	714	708	6	0,8%
Provisões ⁽³⁾	637	575	62	10,8%
TOTAL	37 014	36 976	38	0,1%

Nota: ⁽¹⁾ Exclui o valor dos custos com o fuelóleo aceites pela ERSE.

⁽²⁾ Inclui o valor de Impostos e exclui o consumo do ano de licenças de CO₂.

⁽³⁾ Líquidas das utilizações de provisões e inclui as provisões para licenças de CO₂.

No processo de fixação dos proveitos permitidos da EEM nas tarifas para 2006, a ERSE considerou os valores aceites em Tarifas para 2005 aos quais incidiu o valor da inflação prevista para 2006 e procedeu a um corte de 1% nos custos controláveis da EEM²⁴ tendo em vista a empresa apresentar uma trajectória de eficiência nos mesmos. Como tal, e à semelhança dos processos de cálculo do ajustamento de 2003 a repercutir nas tarifas de 2005, do ajustamento de 2004 a repercutir nas tarifas de 2006 e do ajustamento de 2005 a repercutir nas tarifas de 2007, os valores das rubricas dos custos de exploração controláveis aceites pela ERSE para o cálculo do ajustamento de 2006 não podem ser superiores ao valores definidos para tarifas em 2005. Os valores de custos controláveis apresentados pela EEM para os valores ocorridos em 2006 (Materiais Diversos, Fornecimentos e Serviços Externos, Custos com pessoal e Outros Custos Operacionais) são superiores aos estipulados para tarifas para 2006. Como tal, a ERSE procedeu à fixação dos valores de Materiais Diversos, Fornecimentos e Serviços Externos e Outros Custos Operacionais de exploração, em que os valores considerados são os valores anteriormente aceites para tarifas para 2006, corrigidos da inflação verificada em 2006.

À semelhança de anos anteriores, a ERSE gostaria de fazer referência à introdução da distribuição postal com recurso ao *outsourcing*, medida de gestão empreendida pela EEM em 2004 e que traduz um esforço de modernização que a ERSE respeita. No entanto, para efeito de regulação, só pode ser aceite se, no limite, for inócua em termos de custos a serem suportados pelos clientes de energia eléctrica, não implicando um acréscimo nos mesmos, o que não parece ser o caso.

A excepção à aplicação da metodologia apresentada é verificada na rubrica Custos com Pessoal.

²⁴ Com excepção dos custos com pessoal.

A rubrica Custos com Pessoal total de 2006 foi calculada, tendo em conta a metodologia utilizada pela ERSE para apuramento dos custos com pessoal em cada processo de cálculo das tarifas, para cada actividade regulada:

- A remuneração por efectivo de 2006 foi obtida através da remuneração por efectivo²⁵ aceite pela ERSE para cálculo do ajustamento de 2005 a repercutir em 2007, aplicando a taxa de inflação verificada em 2006 (3,1%). É igualmente considerado um acréscimo anual nas remunerações por efectivo acima do valor da taxa de inflação em 1,5 pontos percentuais e a antecipação faseada da actualização das remunerações de Julho para Janeiro.
- O valor aceite pela ERSE para encargos com pensões corresponde à percentagem real do custo com pensões nas remunerações suportado pela empresa, ou seja, 17,8%. Dado que o valor de remunerações por efectivo aceite pela ERSE é inferior ao verificado pela empresa, os custos com pensões aceite é inferior ao valor incorrido pela empresa resultante do estudo actuarial.
- O valor de encargos aceite foi obtido aplicando a percentagem dos encargos nas remunerações verificadas (28,7%), aos novos valores de remunerações considerados pela ERSE.

Após a obtenção de novos valores de custos com pessoal totais por actividade são apurados novos custos com pessoal de exploração, utilizando o valor de custos com pessoal afectos a trabalhos para a própria empresa ocorrida em 2006. Uma vez que o novo valor apurado de custos com pessoal totais por actividade, segundo a metodologia apresentada anteriormente, é inferior aos valores verificados pela empresa, os valores de custos com pessoal de exploração aceites pela ERSE correspondem aos obtidos através da metodologia descrita anteriormente.

A rubrica Provisões em 2006 inclui um montante de 162 mil euros relativos à constituição de uma provisão para licenças de CO₂ e de 475,7 mil euros relativos a provisões para clientes de cobrança duvidosa. No processo de cálculo das tarifas para 2006, a EEM não contabilizou qualquer montante relativo a licenças de CO₂. A ERSE entende dever aceitar o valor de provisões para licenças de CO₂, resultante do apuramento por parte da empresa de um défice de 34 972 licenças de CO₂ para cálculo do desvio, valorizadas a 4,62 euros por tonelada/licença. Nos valores aceites para tarifas para 2006, a rubrica Provisões apenas reflecte variações de provisões para clientes de cobrança duvidosa. A ERSE aceita igualmente para cálculo do desvio, o valor ocorrido da variação de provisões para clientes de cobrança duvidosa.

A variação de provisões para clientes de cobrança duvidosa, considerada como um custo não controlável é, juntamente com a rubrica de combustíveis, lubrificantes e outros (com excepção do fuelóleo aceite pela ERSE), as únicas rubricas de custo presentes no quadro que apresentam um desvio negativo entre os valores verificados e os aceites nas tarifas para 2006.

²⁵ Considera-se o número de efectivos do início do ano.

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).

A ERSE tomou em consideração os comentários aduzidos pelo Conselho Tarifário, apresentados em anexo ao documento “Tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços em 2008”, 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 6,6 milhões de euros referentes a 2006, 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.

6.1.3 OUTROS PROVEITOS DA EEM

No Quadro 6-3 são apresentados os valores de Outros Proveitos da EEM comparando-se os valores verificados em 2006 apresentados pela EEM com os valores aceites em 2005 nas tarifas para 2006. O desvio positivo nos outros proveitos é explicado, principalmente, pelo valor contabilizado em Subsídios à exploração e pela rubrica de Outros Proveitos Operacionais. A rubrica de Subsídios à exploração contabiliza o saldo líquido das licenças de CO₂ encontrando-se explicado mais detalhadamente no ponto 6.2.4. A rubrica de Outros Proveitos operacionais contabiliza proveitos decorrentes da alienação da antiga frota da EEM e de outros proveitos sendo explicados mais detalhadamente nos pontos 6.2.4, 6.3.3 e 6.4.3.

Quadro 6-3 - Outros Proveitos da EEM

Unidade: 10³ EUR

	2006	Tarifas 2006	Desvio (2006-Tarifas 2006)	
			Valor	%
Prestações de Serviços	142	130	13	10%
Proveitos Suplementares	206	174	33	19%
Subsídios à exploração ⁽¹⁾	233	0	233	
Outros Proveitos Operacionais	233	0	233	
TOTAL	815	303	512	168,6%

Nota: O valor de subsídios à exploração é líquido do consumo do ano de licenças de CO₂.

Nos pontos seguintes procede-se à análise dos desvios por actividade. A repartição dos valores de custos pelas três actividades reguladas foi efectuada utilizando a chave de repartição enviada pela EEM como sendo a chave de repartição do ano verificado de 2006. A ERSE adoptou este procedimento por considerar que a chave de repartição de 2006 é próxima da enviada pela empresa para os anos verificados de 2004 e 2003 e considerada pela ERSE nos processos de cálculo do ajustamento de 2003 a repercutir nas tarifas de 2005 e do ajustamento de 2004 a repercutir nas tarifas de 2006. A adopção deste procedimento permite análises mais consistentes de evolução de custos entre 2003 e 2005 nas três actividades reguladas.

6.2 AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

De acordo com o n.º 6 do artigo 94.º do Regulamento Tarifário, o ajustamento em 2008 dos proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema (AGS) relativos a 2006 é dado pela diferença entre os proveitos recuperados pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte fixadas para 2006 às entregas da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, e os proveitos que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 94.º aos valores verificados em 2006, acrescido dos valores da compensação paga pelo operador da rede de transporte em Portugal Continental relativo ao sobrecusto estimado da actividade de AGS, dos valores dos custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifas de UGS e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM em 2006 e dos valores relativos ao ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas. 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.

No quadro seguinte (Quadro 6-4) são apresentadas as variáveis para o cálculo do ajustamento em 2008 dos proveitos da actividade de AGS relativos ao ano de 2006, tendo-se apurado o valor de - 15 550 milhares de euros. São apresentados igualmente, os parâmetros definidos para o cálculo dos proveitos permitidos da actividade de AGS para 2006.

O desvio de -14 192 milhares de euros é decomposto pelas seguintes parcelas:

- -30 710 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2006 por aplicação das tarifas no continente (65 628 milhares de euros) e os proveitos a proporcionar em 2006, definidos em 2007 (96 337 milhares de euros).
- +14 042 milhares de euros referentes ao desvio a recuperar em 2008 da compensação atribuída e não recebida em 2006 relativa ao sobrecusto estimado da actividade de AGS e ao montante da limitação dos acréscimos das TVCF em BT a pagar pela entidade concessionária da RNT.
- +2 476 milhares de euros referentes ao ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 E 2007 A REPERCUTIR EM 2008

Ajustamentos referentes a 2006 na Região Autónoma da Madeira

Quadro 6-4 - Cálculo do ajustamento na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema

		2006	Tarifas 2006	Diferença 2006 - Tarifas 2006	
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
$Am_t^{M,AGS}$	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos activos participados	7 748	7 069	679	9,6%
$Act_t^{M,AGS}$	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e participações	135 871	122 046	13 826	11,3%
$F_t^{M,AGS}$	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema (%)	7,0%	7,0%		
$C_{SPM,t}^{M,AGS}$	Custos com a aquisição de energia eléctrica ao SPM	18 682	15 362	3 320	21,6%
$C_{SIM,t}^{M,AGS}$	Custos permitidos com a aquisição de energia eléctrica ao SIM	4 947	4 836	110	2,3%
$C_t^{M,AGS}$	Custos anuais de exploração afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, aceites pela ERSE	22 099	15 131	6 968	46,1%
$F_t^{M,AGS}$	Custos com o fuelóleo aceites pela ERSE	38 332	30 543	7 790	25,5%
$S_t^{M,AGS}$	Outros proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado	7 865	0	7 865	
$\Delta R_{t-2}^{M,AGS}$	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativo ao ano t-2	-2 884	-2 884	0	0,0%
$R_{t-2}^{M,AGS}$	Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	96 337	84 367	11 970	14,2%
$R_{t-2}^{M,AGS}$	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente	65 628			
SM_{t-2}^{AGS}	Desvio a recuperar em 2008 da compensação atribuída e não recebida em 2006 relativa ao sobrecusto estimado da actividade de AGS e montante da limitação dos acréscimos das TVCF em BT a pagar pela entidade concessionária da RNT	14 042			
$SRAM_{t-2}^{AGS}$	Custo da convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM	0			
Δ_{t-2}^{TVCFM}	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	2 476			
i_{t-1}^E	Taxa de juro EURIBOR a 3 meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho de 2007, acrescida de 0,5 pontos percentuais	4,68%			
$\Delta_{t-2}^{M,AGS}$	Ajustamento em 2008 dos proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, relativo ao ano de 2006	-15 550			

6.2.1 AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ACTIVOS A REMUNERAR

O Quadro 6-5 apresenta os movimentos no activo líquido a remunerar da actividade de AGS. O activo líquido médio apresenta um desvio positivo de 11,3% entre os valores verificados em 2006 e os valores aceites para tarifas para 2006, em sequencia do crescimento no activo líquido a remunerar de 2005 na ordem dos 9,2% e do crescimento no activo líquido a remunerar de 2006, de cerca de 14%. O facto do saldo inicial de 2006 ser superior ao considerado em 2005 para efeitos de tarifas para 2006 bem como, dos montantes em investimento directo e das transferências para exploração, possibilitam um crescimento de 2,9% no saldo final de 2006 face ao valor aceite para tarifas. Os investimentos realizados na Central Térmica da Vitória que se caracterizaram pela conclusão do terminal de descarga dos combustíveis e por intervenções em Grupos Electrogeneos que implicaram a substituição de peças e trabalhos adicionais realizados na Central dos Socorridos, explicam em grande medida o investimento directo realizado pela EEM em 2006. O facto do saldo inicial líquido das participações de 2006 ser inferior ao previsto para tarifas para 2006 explica o decréscimo no saldo final líquido das participações contribuindo para o crescimento do activo líquido de 2006.

Quadro 6-5 - Movimentos no activo líquido a remunerar²⁶

Unidade: 10³ EUR

	2006 (1)	Tarifas 2006 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
Investimento Total	10 130	11 382	-11,0%
Activo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	333 285	330 229	
Investimento Directo	9 070	1 278	
Transferências para Exploração	229	1 391	
Reclassificações, alienações e abates	-23	0	
Saldo Final (2)	342 561	332 898	2,9%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	165 885	165 881	
Amortizações do Exercício	11 487	11 353	
Regularizações	-22	0	
Saldo Final (4)	177 350	177 234	0,1%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	28 863	37 429	
Comparticipações do ano	6 882	5 346	
Amortização do ano	3 739	4 283	
Saldo Final (6)	32 005	38 492	-16,9%
Activo líquido a remunerar			
Valor de 2005 (7) = (1) - (3) - (5)	138 537	126 919	9,2%
Valor de 2006 (8) = (2) - (4) - (6)	133 205	117 172	13,7%
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	135 871	122 046	11,3%

6.2.2 CUSTOS COM AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA**6.2.2.1 CUSTOS COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA AO SPM**

O Quadro 6-6 analisa a aquisição de energia eléctrica efectuada a outros produtores do SPM em termos de quantidades (em MWh), de custo (em milhares de euros) e respectivo preço médio (em €/MWh). O aumento de 21,6% entre o custo previsto para 2006 e o custo verificado resulta do crescimento do preço médio de aquisição (+21,4%) em sequência do aumento dos combustíveis, nomeadamente do fuelóleo, dado que a quantidade adquirida apresenta um desvio de apenas 0,2%, entre os valores previstos no processo de cálculo de tarifas para 2006 e os valores verificados no ano.

²⁶ As licenças de CO₂ não se encontram contabilizadas para efeitos de remuneração do activo.

Quadro 6-6 - Custos com a Aquisição de Energia Eléctrica ao SPM

	2006	Tarifas 2006	Desvio (2006-Tarifas 2006)	
			Valor	%
Aquisição de Energia Eléctrica ao SPM (MWh)	192 351	192 000	351	0,2%
Preço Médio (€/MWh)	97,1	80,0	17	21,4%
Custo Total (10³ EUR)	18 682	15 362	3 320	21,6%

6.2.2.2 CUSTOS COM AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA AO SIM

No Quadro 6-7 apresenta-se os custos permitidos com a Aquisição de Energia Eléctrica aos produtores de energia eléctrica independentes (SIM), comparando os valores verificados em 2006 com os aceites para cálculo das tarifas para 2006. O ligeiro acréscimo de 1,1% no preço médio da aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial resulta do crescimento de 1,2% na quantidade adquirida e do crescimento de 2,3% no custo desta energia face aos valores aceites para o cálculo das tarifas para 2006.

Quadro 6-7 - Custos Permitidos com a Aquisição de Energia Eléctrica ao SIM

	2006	Tarifas 2006	Desvio (2006-Tarifas 2006)	
			Valor	%
Aquisição de Energia Eléctrica ao SIM (MWh)	60 003	59 300	703,5	1,2%
Preço Médio (€/MWh)	82,4	81,6	0,9	1,1%
Custo Total (10³ EUR)	4 947	4 836	110	2,3%

O Quadro 6-8 analisa a aquisição de energia eléctrica desagregando-a por tipo de produção em regime especial, comparando os valores verificados em 2006 com os valores previstos aquando o processo de fixação das tarifas para 2006. A subida do preço médio da aquisição de energia eléctrica ao SIM em torno dos 1,1% resulta de uma subida no preço médio da energia por cada tipo de produção adquirida pela empresa em regime especial - produção hídrica, eólica e outro. De entre os diversos tipos de produção em regime especial analisados, o preço médio da energia hídrica foi o que apresentou um maior desvio no período em análise (+15,4%). Globalmente, assistiu-se a um desvio positivo na quantidade de energia adquirida ao SIM de cerca de 1,2%, sendo que apenas a energia eólica apresentou um desvio negativo em termos de quantidade, entre os valores verificados e os valores aceites para cálculo das tarifas para 2006.

Quadro 6-8 - Aquisição de Energia Eléctrica ao SIM

	2006					Tarifas 2006					Variação 2006/Tarifas 2006		
	MWh			10 ³ EUR	€/MWh	MWh			10 ³ EUR	€/MWh	MWh	10 ³ EUR	€/MWh
	Madeira	Porto Santo	EEM			Madeira	Porto Santo	EEM					
Total de aquisições ao SIM	58 962	1 041	60 003	4 947	82,4	58 000	1 300	59 300	4 836	81,6	1,2%	2,3%	1,1%
Térmica Fuel Gasóleo													
Hídrica	4 185		4 185	398	95,0	4 000		4 000	329	82,3	4,6%	20,7%	15,4%
Eólica	15 444	1 041	16 486	1 566	95,0	19 000	1 300	20 300	1 906	93,9	-18,8%	-17,9%	1,2%
Geotérmica													
Outros	39 333		39 333	2 983	75,8	35 000		35 000	2 600	74,3	12,4%	14,7%	2,1%

6.2.3 CUSTOS ANUAIS DE EXPLORAÇÃO AFECTOS À ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

O Quadro 6-9 apresenta os custos anuais de exploração afectos à AGS. As rubricas de Materiais Diversos, Fornecimentos e Serviços Externos e Outros Custos Operacionais apresentam um desvio positivo de 5,6% face aos valores aceites em 2005 para tarifas de 2006, em sequência da repartição por actividade de acordo com a chave de repartição verificada em 2006 e, da correcção da taxa de inflação verificada em 2006 (3,1%) aos custos anuais líquidos aceites para as tarifas de 2006. A rubrica Provisões, constituída pela variação de provisões para clientes de cobrança duvidosa e pela contabilização da provisão para licenças de CO₂, apresenta um desvio positivo de cerca de 33% entre os valores verificados em 2006 e os aceites em 2005 para tarifas em 2006. Excluindo o efeito das licenças de CO₂, a rubrica de provisões para clientes de cobrança duvidosa apresenta um decréscimo de cerca de 12% entre os valores verificados em 2006 e os aceites para cálculo de tarifas para 2006.

A rubrica Custos com Pessoal apresenta em 2006 um desvio negativo de 2,4% face aos valores aceites para tarifas para 2006, justificado por um maior nível de custos com pessoal afectos a trabalhos para a própria empresa (TPE) verificado em 2006, e por um menor número de pessoas afectas a esta actividade face aos valores aceites em 2005 para cálculo de tarifas para 2006.

Quadro 6-9 - Custos anuais de exploração afectos a AGS

Unidade: 10³ EUR

	2006	Tarifas 2006	Desvio (2006-Tarifas 2006)	
			Valor	%
Combustíveis, lubrificantes e outros ⁽¹⁾	1 918	2 685	-766	-28,5%
Materiais Diversos	1 999	1 691	308	18,2%
Fornecimentos e Serviços Externos	1 574	1 696	-122	-7,2%
Custos com Pessoal	8 133	8 335	-202	-2,4%
Outros Custos Operacionais ⁽²⁾	383	359	24	6,6%
Provisões ⁽³⁾	484	365	119	32,6%
TOTAL	14 491	15 131	-640	-4,2%

Nota: ⁽¹⁾ Exclui o valor dos custos com o fuelóleo aceites pela ERSE.

⁽²⁾ Inclui o valor de Impostos e exclui o consumo do ano de licenças de CO₂.

⁽³⁾ Líquidas das utilizações de provisões e inclui as provisões para licenças de CO₂.

No Quadro 6-10 apresenta-se o peso das rubricas de custos de exploração da actividade de AGS no total dos custos de exploração da EEM. Uma vez que as rubricas de Materiais Diversos, Fornecimentos e Serviços Externos e Outros Custos Operacionais foram repartidos pelas actividades de acordo com a chave de repartição verificada em 2006, as variações mencionadas anteriormente resultam essencialmente da diferença na chave de repartição por actividade, uma vez que globalmente essas três rubricas apresentam um crescimento de 0,8%, entre os valores aceites em 2006 e os aceites em 2005 para cálculo das tarifas para 2006. Esse crescimento é justificado pelo diferencial da inflação considerada.

O peso da rubrica de Provisões de 2006 encontra-se influenciado pelo montante da provisão para licenças de CO₂, valor não previsto no processo de fixação das tarifas para 2006. Não considerando esta provisão, a rubrica Provisões constituída pela variação de provisões para clientes de cobrança duvidosa em AGS representa 67,7% no total das Provisões da EEM.

Quadro 6-10 - Peso dos custos de exploração no total da EEM

	2006 %	Tarifas 2006 %	Desvio Peso (2006-Tarifas 2006) em pontos percentuais
Materiais Diversos	66,3%	56,5%	9,8
Fornecimentos e Serviços Externos	33,8%	36,7%	-2,9
Custos com Pessoal	31,2%	32,8%	-1,6
Outros Custos Operacionais ⁽¹⁾	53,6%	50,7%	2,9
Provisões ⁽²⁾	75,9%	63,4%	12,5

Nota: ⁽¹⁾ Inclui o valor de Impostos e exclui o consumo do ano de licenças de CO₂.

⁽²⁾ Líquidas das utilizações de provisões.

CUSTOS COM OS COMBUSTÍVEIS

Os custos com a aquisição de combustíveis têm um peso importante nos custos totais de produção de energia eléctrica da EEM. Na determinação das tarifas para 2006, previa-se que os custos com a aquisição de combustíveis (fuelóleo, gasóleo e lubrificantes) representassem cerca de 49% dos custos de exploração aceites para efeitos de regulação, sendo que quase 92% destes custos diziam respeito ao fuelóleo. Na realidade, os custos com combustíveis representaram em 2006 perto de 46% do total de custos de exploração²⁷, correspondendo o custo com o fuelóleo a 95% destes custos.

O Quadro 6-11 permite comparar os custos com os combustíveis consumidos previstos e verificados.

Os custos com o fuelóleo foram superiores ao previsto²⁸ em 7,8 milhões de euros, o que corresponde a uma diferença de 26%. Em termos unitários, a diferença, de 28%, foi ainda maior.

O custo total com gasóleo foi inferior ao previsto em 27%. Em termos unitários, o custo com gasóleo foi 20% superior ao previsto. Pelo pouco peso dos custos com o gasóleo, a análise mais aprofundada dos custos com combustíveis restringir-se-á ao custo do fuelóleo.

Quadro 6-11 - Comparação entre os custos com os combustíveis em 2006 previstos e verificados

	Custo total				Custo unitário		
	Previsto (10 ³ euros) (1)	Verificado (10 ³ euros) (2)	(2)-(1) (10 ³ euros)	((2)-(1))/(1) %	Previsto (EUR/t ou EUR/kl) (3)	Verificado (EUR/t ou EUR/kl) (4)	((4)-(3))/(3) %
Fuelóleo	30 543	38 332	7 790	26%	233,7	300,0	28%
Gasóleo	1 317	967	-350	-27%	447,6	537,1	20%

O Quadro 6-12 apresenta a diferença entre os valores previstos e verificados dos custos unitários do fuelóleo, das produções das centrais a fuelóleo da EEM e dos seus respectivos consumos específicos. Observa-se que a evolução da produção de energia eléctrica foi inferior ao previsto em 7%, tendo o seu efeito nos custos de produção sido, parcialmente, anulado pela evolução do consumo específico, superior ao previsto em 5%. O custo unitário do fuelóleo foi significativamente superior ao previsto, em 28%. Assim, o crescimento do preço do fuelóleo é o principal factor explicativo da diferença, de 26%, entre o custo total com o fuelóleo verificado e o previsto. A evolução dos custos unitários do fuelóleo dever-se-á à evolução dos preços nos mercados internacionais, que é analisada no capítulo referente ao cálculo do ajustamento na Região Autónoma dos Açores.

²⁷ Incluindo o montante de direitos de passagem nos custos totais de exploração.

²⁸ Neste caso, as previsões da empresa regulada e os valores implícitos nas Tarifas coincidem.

Quadro 6-12 - Comparação entre o custo com o fuelóleo em 2006 previsto e o verificado

	Custo unitário			Produção centrais			Consumos específicos		
	Previsto (EUR/t)	Verificado (EUR/t)	((2)-(1))/(1)	Previsto GWh	Verificado GWh	((4)-(3))/(3)	Previsto kg/kWh	Verificado kg/kWh	((6)-(5))/(5)
	(1)	(2)	%	(3)	(4)	%	(5)	(6)	%
Fuelóleo	233,7	300,0	28%	610	567	-7%	0,214	0,225	5%

6.2.4 OUTROS PROVEITOS AFECTOS À ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

O Quadro 6-13 apresenta os outros proveitos afectos à actividade de AGS.

Quadro 6-13 - Outros proveitos afectos a AGS

Unidade: 10³ EUR

	2006	Tarifas 2006	Desvio (2006-Tarifas 2006)	
			Valor	%
Prestações de Serviços	0		0	
Proveitos Suplementares	17		17	
Subsídios à exploração ⁽¹⁾	233		233	
Outros Proveitos Operacionais	7		7	
TOTAL	257	0	257	

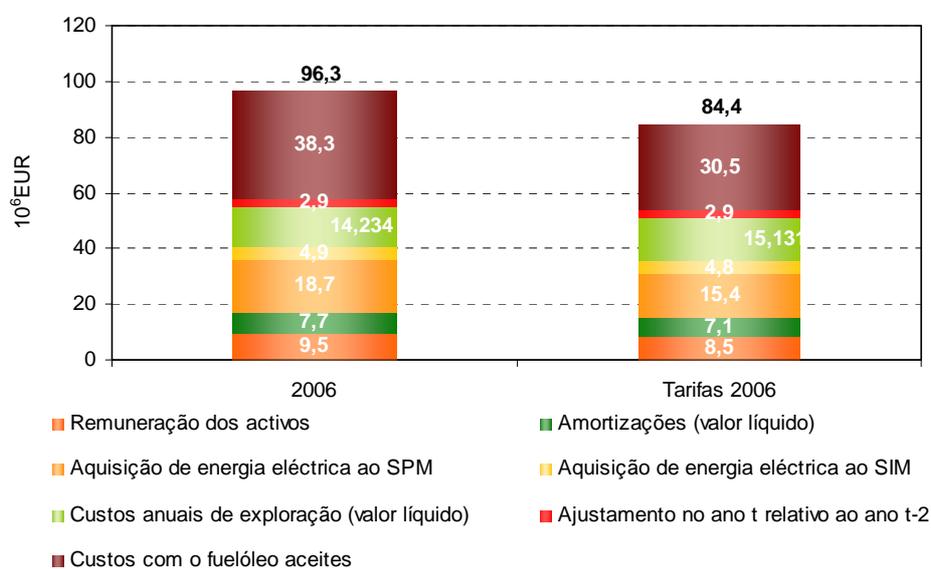
Nota: O valor de subsídios à exploração é líquido do consumo do ano de licenças de CO₂.

Enquanto que no processo de cálculo das tarifas para 2006, a EEM não previa qualquer montante para outros proveitos desta actividade, em 2006 o valor de outros proveitos afectos a AGS atingiu 257 milhares de euros. Este valor é essencialmente justificado pelo montante de subsídios à exploração que contabiliza o saldo líquido entre as licenças de CO₂ atribuídas em 2006 à EEM no montante de 7,8 milhões de euros (correspondendo à atribuição de 350 845 licenças de CO₂ valorizadas à cotação de 2 de Janeiro da Powernext - 22,35 euros) e o consumo do ano dessas licenças de cerca de 7,6 milhões de euros. Esta contabilização resulta da adopção, por parte da empresa, da Interpretação Técnica nº 4 da Comissão de Normalização Contabilística. O valor contabilizado em Outros Proveitos Operacionais decorre da obtenção de mais-valias com a alienação de veículos da antiga frota da EEM afectos à actividade de AGS.

6.2.5 DECOMPOSIÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS NA ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

A Figura 6-1 analisa a decomposição dos proveitos permitidos da actividade de AGS, que apresentam um crescimento positivo de 14,2% entre os valores de 2006 e os valores aceites em 2005 no processo de fixação das tarifas para 2006. Os custos com o fuelóleo aceite e a aquisição de energia eléctrica ao SPM são as rubricas de custos que apresentam maiores desvios, respectivamente de 25,5% e 21,6%. A rubrica remuneração do activo e amortizações líquidas do imobilizado participativo apresentam desvios positivos de 11,3% e 9,6% enquanto que, os custos anuais de exploração líquidos de outros proveitos decrescem cerca de 6% no período considerado.

Figura 6-1 - Decomposição dos proveitos permitidos da actividade de AGS



6.3 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

De acordo com o n.º 4 do artigo 96.º do Regulamento Tarifário, o ajustamento em 2008 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica relativo a 2006, por nível de tensão, é dado pela diferença entre os proveitos recuperados pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM aplicando as tarifas de Uso da Rede de Distribuição fixadas para 2006 às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, e os proveitos que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 96.º aos valores reais de 2006, acrescido dos valores da compensação paga pelo operador da rede de transporte em Portugal Continental relativo aos sobrecusto estimado da actividade de DEE e dos valores dos custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM em 2006. 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.

No Quadro 6-14 apresentam-se os parâmetros utilizados para o cálculo dos proveitos permitidos de 2006 (“Tarifas 2006”) bem como, os parâmetros dos proveitos recalculados em 2006 (“2006”), por nível de tensão. O ajustamento de 2006 da actividade de DEE a repercutir nos proveitos permitidos de 2008 é de +78 milhares de euros resultante de um ajustamento em MT de -357 milhares de euros e em BT, de +434 milhares de euros.

O desvio de +71 milhares de euros é decomposto pelas seguintes parcelas:

- -5 715 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2006 por aplicação das tarifas no continente (22 925 milhares de euros – MT 7 824 milhares de euros; BT 15 101 milhares de euros) e os proveitos a proporcionar em 2006, definidos em 2007 (28 640 milhares de euros – MT 8 218 milhares de euros, BT 20 421 milhares de euros).
- +5 957 milhares de euros (MT 240 milhares de euros, BT 5 717 milhares de euros) referentes ao desvio a recuperar em 2008 da compensação atribuída e não recebida em 2006 a pagar pela entidade concessionária da RNT relativa ao sobrecusto estimado da actividade de DEE.
- -171 milhares de euros referentes aos custos com a promoção do desempenho ambiental aceite pela ERSE.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 E 2007 A REPERCUTIR EM 2008

Ajustamentos referentes a 2006 na Região Autónoma da Madeira

Quadro 6-14 - Cálculo do ajustamento na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

		2006	Tarifas 2006	Diferença 2006 - Tarifas 2006	
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
$Am_{j,t}^{M^D}$	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em MT, líquidas das amortizações dos activos participados	4 435	5 007	-572	-11,4%
$Acf_{j,t}^{M^D}$	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em MT, líquido de amortizações e participações	69 135	76 333	-7 198	-9,4%
$r_{j,t}^{M^D}$	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica (%)	8,0%	8,0%		
$C_{j,t}^{M^D}$	Custos anuais de exploração afectos a MT, aceites pela ERSE	4 435	3 323	1 112	33,5%
$S_{j,t}^{M^D}$	Outros proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM afectos a MT e que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição	43	21	22	104,5%
$\Delta R_{j,t-2}^{M^D}$	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	6 139	6 139	0	0,0%
$R_{j,t-2}^{M^D}$	Proveitos Permitidos em MT	8 218	8 276	-58	-0,7%
$R_{j,t-2}^{M^D}$	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em MT	7 824			
$SM_{j,t-2}^D$	Desvio a recuperar em 2008 da compensação atribuída e não recebida em 2006 a pagar pela entidade concessionária da RNT relativa ao sobrecusto estimado da actividade de DEE	240			
$SRAM_{j,t-2}^D$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAM imputáveis à actividade de DEE, em MT	0			
$Amb_{j,t-2}^{M^D}$	Custos afectos a MT relacionados com a promoção do desempenho ambiental no ano t-2, aceites pela ERSE	171			
i_{t-1}^E	Taxa de juro EURIBOR a 3 meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho de 2007, acrescida de 0,5 pontos percentuais	4,68%			
$\Delta_{j,t-2}^{M^D}$	Ajustamento em 2008 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, relativo ao ano de 2006, em MT	-357			
$Am_{j,t}^{M^D}$	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT, líquidas das amortizações dos activos participados	2 922	3 310	-388	-11,7%
$Acf_{j,t}^{M^D}$	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT, líquido de amortizações e participações	26 537	27 261	-723	-2,7%
$r_{j,t}^{M^D}$	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica (%)	8,0%	8,0%		
$C_{j,t}^{M^D}$	Custos anuais de exploração afectos a BT, aceites pela ERSE	11 738	12 729	-991	-7,8%
$S_{j,t}^{M^D}$	Outros proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM afectos a BT e que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição	233	191	42	22,2%
$\Delta R_{j,t-2}^{M^D}$	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	-3 871	-3 871	0	0,0%
$R_{j,t-2}^{M^D}$	Proveitos Permitidos em BT	20 421	21 901	-1 479	-6,8%
$R_{j,t-2}^{M^D}$	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em BT	15 101			
$SM_{j,t-2}^D$	Desvio a recuperar em 2008 da compensação atribuída e não recebida em 2006 a pagar pela entidade concessionária da RNT relativa ao sobrecusto estimado da actividade de DEE	5 717			
$SRAM_{j,t-2}^D$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAM imputáveis à actividade de DEE, em BT	0			
$Amb_{j,t-2}^{M^D}$	Custos afectos a BT relacionados com a promoção do desempenho ambiental no ano t-2, aceites pela ERSE	0			
i_{t-1}^E	Taxa de juro EURIBOR a 3 meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho de 2007, acrescida de 0,5 pontos percentuais	4,68%			
$\Delta_{j,t-2}^{M^D}$	Ajustamento em 2008 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, relativo ao ano de 2006, em BT	434			
	Ajustamento em 2008 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, de 2006	78			

6.3.1 AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ACTIVOS A REMUNERAR

A actividade de DEE apresenta um desvio negativo de 7,6% no activo líquido médio a remunerar entre os valores verificados em 2006 e os valores aceites em 2005 no cálculo das tarifas para 2006. O facto do saldo inicial de 2006 ser inferior ao previsto no cálculo das tarifas para 2006 bem como o facto do aumento no investimento directo não compensar a queda nas transferências para exploração face aos valores aceites para tarifas para 2006, explicam a quebra de 5,5% no saldo final bruto de 2006. Os investimentos realizados nesta actividade concentraram-se sobretudo em investimentos que permitissem uma melhoria dos níveis de qualidade de serviço tendo em vista a aplicação das disposições no Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS). O recebimento de participações ao investimento efectuado foi inferior ao previsto no cálculo das tarifas para 2006, justificando a quebra de cerca de 9% no saldo final líquido de participações de 2006 face ao valor aceite para tarifas para 2006.

O Quadro 6-15 apresenta os valores considerados no apuramento do desvio do activo a remunerar em 2006 na actividade de DEE.

Quadro 6-15 - Movimentos no activo líquido a remunerar

Unidade: 10³ EUR

	2006 (1)	Tarifas 2006 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
Investimento Total	28 042	30 059	-6,7%
Activo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	203 668	209 355	
Investimento Directo	12 636	3 367	
Transferências para Exploração	6 737	22 780	
Reclassificações, alienações e abates	-423	0	
Saldo Final (2)	222 619	235 502	-5,5%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	103 932	104 138	
Amortizações do Exercício	8 355	9 314	
Regularizações	-405	0	
Saldo Final (4)	111 882	113 453	-1,4%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	9 506	9 487	
Comparticipações do ano	1 115	2 102	
Amortização do ano	999	998	
Saldo Final (6)	9 622	10 591	-9,1%
Activo líquido a remunerar			
Valor de 2005 (7) = (1) - (3) - (5)	90 231	95 729	-5,7%
Valor de 2006 (8) = (2) - (4) - (6)	101 115	111 458	-9,3%
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	95 673	103 594	-7,6%

6.3.2 CUSTOS ANUAIS DE EXPLORAÇÃO AFECTOS À ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

O Quadro 6-16 esquematiza os custos anuais de exploração afectos à DEE. As rubricas de Materiais Diversos, Fornecimentos e Serviços Externos e Outros Custos Operacionais apresentam um desvio negativo de 7,0% face aos valores aceites em 2005 para tarifas de 2006, em sequência da repartição por actividade de acordo com a chave de repartição verificada em 2006 e, da correcção da taxa de inflação verificada em 2006 (3,1%) aos custos anuais líquidos aceites para as tarifas de 2006. A rubrica Provisões, constituída pela variação de provisões para clientes de cobrança duvidosa, apresenta um desvio negativo de cerca de 28% entre os valores verificados em 2006 e os aceites em 2005 para tarifas em 2006. A rubrica Custos com Pessoal apresenta em 2006 um desvio de 3,2% face aos valores aceites para tarifas para 2006, justificado pelo maior número de pessoas afectos a esta actividade do que no

processo de cálculo das tarifas para 2006, uma vez que globalmente, esta rubrica apresenta um crescimento de 2,7% face ao valor aceite em 2005 para cálculo de tarifas para 2006.

Quadro 6-16 - Custos anuais de exploração afectos a DEE

Unidade: 10³ EUR

	2006	Tarifas 2006	Desvio (2006-Tarifas 2006)	
			Valor	%
Materiais Diversos	866	1 159	-293	-25,3%
Fornecimentos e Serviços Externos	1 936	1 853	82	4,4%
Custos com Pessoal	12 950	12 549	401	3,2%
Outros Custos Operacionais ⁽¹⁾	297	318	-21	-6,7%
Provisões ⁽²⁾	125	172	-48	-27,7%
TOTAL	16 174	16 052	121	0,8%

Nota: ⁽¹⁾ Inclui o valor de Impostos.

⁽²⁾ Líquidas das utilizações de provisões.

No Quadro 6-17 apresenta-se o peso das rubricas de custos de exploração da actividade de DEE no total dos custos de exploração da EEM. Uma vez que as rubricas de Materiais Diversos, Fornecimentos e Serviços Externos e Outros Custos Operacionais foram repartidos pelas actividades de acordo com a chave de repartição verificada em 2006, as variações mencionadas anteriormente resultam essencialmente da diferença na chave de repartição por actividade, uma vez que globalmente essas três rubricas apresentam um crescimento de 0,8%, entre os valores aceites em 2006 e os aceites em 2005 para cálculo das tarifas para 2006. Esse crescimento é justificado pelo diferencial da inflação considerada.

O peso da rubrica de Provisões de 2006 encontra-se influenciado pelo montante da provisão para licenças de CO₂ contabilizados em AGS, valor não previsto aquando do processo de fixação das tarifas para 2006. Não considerando esta provisão em AGS, a rubrica Provisões constituída pela variação de provisões para clientes de cobrança duvidosa na DEE representa cerca de 26,2% no total das Provisões da EEM.

Quadro 6-17 - Peso dos custos de exploração no total da EEM

	2006 %	Tarifas 2006 %	Desvio Peso (2006-Tarifas 2006) em pontos percentuais
Materiais Diversos	28,7%	38,7%	-10,0
Fornecimentos e Serviços Externos	41,5%	40,1%	1,5
Custos com Pessoal	49,7%	49,4%	0,3
Outros Custos Operacionais ⁽¹⁾	41,5%	44,9%	-3,3
Provisões ⁽²⁾	19,6%	30,0%	-10,4

Nota: ⁽¹⁾ Inclui o valor de Impostos.

⁽²⁾ Líquidas das utilizações de provisões.

6.3.3 OUTROS PROVEITOS AFECTOS À ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

O Quadro 6-18 apresenta os Outros Proveitos afectos à actividade de DEE. Apesar do desvio negativo nas Prestações de Serviços e nos Proveitos Suplementares entre os valores reais de 2006 e os considerados no processo de cálculo de tarifas para 2006, a rubrica de Outros Proveitos apresenta um crescimento de 30,4%, explicada por proveitos adicionais resultantes de mais-valias decorrentes da alienação de veículos da antiga frota da empresa, de ganhos em existências provenientes da venda de sucata e de desperdícios de material e do recebimento de indemnizações de danos em mercadorias que totalizam 134 milhares de euros.

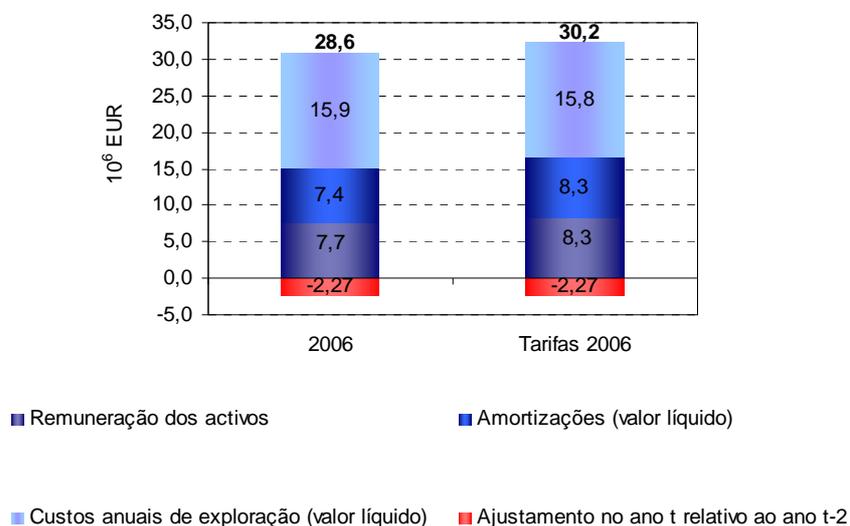
Quadro 6-18 - Outros proveitos afectos a DEE

	2006	Tarifas 2006	Unidade: 10 ³ EUR	
			Desvio (2006-Tarifas 2006)	
			Valor	%
Prestações de Serviços	77	130	-53	-40,9%
Proveitos Suplementares	65	82	-17	-20,8%
Subsídios à exploração	0	0	0	
Outros Proveitos Operacionais	134	0	134	
TOTAL	276	212	64	30,4%

6.3.4 DECOMPOSIÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS NA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

A Figura 6-2 apresenta a decomposição dos proveitos permitidos da actividade de DEE. O desvio de cerca de -5,1% no valor dos proveitos permitidos é explicado pelo decréscimo na remuneração dos activos em cerca de 8%, bem como pelo decréscimo das amortizações do exercício, deduzidas das amortizações do imobilizado participado em torno dos 12%. Os custos anuais de exploração líquidos de outros proveitos apresentam um crescimento de 0,4% entre os valores de 2006 e os aceites em 2005, na fixação das tarifas para 2006.

Figura 6-2 - Decomposição dos proveitos permitidos da actividade de DEE



6.4 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

De acordo com o n.º 4 do artigo 97.º do Regulamento Tarifário, o ajustamento em 2008 dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica relativos a 2006, por nível de tensão, é dado pela diferença entre os proveitos recuperados pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes e de Comercialização fixadas para 2006 aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e os proveitos que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 97.º aos valores verificados em 2006, acrescido dos valores da compensação paga pelo operador da rede de transporte em Portugal continental relativo ao sobrecusto estimado da actividade de CEE e dos valores dos custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM em 2006. 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 Quadro 6-19 apresenta o ajustamento dos proveitos da actividade de CEE em 2006, apurado por nível de tensão. Em MT, é apurado um ajustamento de -27 milhares de euros e em BT, de -260 milhares de euros, perfazendo um ajustamento de -287 milhares de euros na actividade de CEE. No quadro são comparados os valores verificados em 2006 ("2006") com os valores estimados em 2005 no cálculo das tarifas de 2006 ("Tarifas 2006"), por nível de tensão.

O desvio de -262 milhares de euros é decomposto pelas seguintes parcelas:

- -3 856 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2006 por aplicação das tarifas no continente (4 313 milhares de euros – MT 404 milhares de euros, BT 3 909 milhares de euros) e os proveitos a proporcionar em 2006, definidos em 2007 (8 169 milhares de euros – MT 764 milhares de euros, BT 7 405 milhares de euros).
- +3 594 milhares de euros (MT 335 milhares de euros, BT 3 259 milhares de euros) referentes ao desvio a recuperar em 2008 da compensação atribuída e não recebida em 2006 a pagar pela entidade concessionária da RNT relativa ao sobrecusto estimado da actividade de CEE.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 E 2007 A REPERCUTIR EM 2008

Ajustamentos referentes a 2006 na Região Autónoma da Madeira

Quadro 6-19 - Cálculo do ajustamento na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica

		2006	Tarifas 2006	Diferença 2006 - Tarifas 2006	
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
$Am_{j,t}^{M^C}$	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em MT, líquidas das amortizações dos activos participados	105	112	-7	-6,40%
$Act_{j,t}^{M^C}$	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em MT, líquido de amortizações e participações	555	567	-12	-2,1%
$i_t^{M^C}$	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica (%)	8,0%	8,0%		
$C_{j,t}^{M^C}$	Custos anuais de exploração afectos a MT, aceites pela ERSE	637	599	38	6,4%
$S_{j,t}^{M^C}$	Outros proventos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM afectos a MT e que não resultam da aplicação das tarifas de Comercialização	28	9	19	207,2%
$\Delta R_{j,t-2}^{M^C}$	Ajustamento no ano t dos proventos de CEE em MT relativos ao ano t-2	-5	-5	0	0,0%
$R_{j,t-2}^{M^C}$	Proventos Permitidos em MT	764	752	11	1,5%
$R_{j,t-2}^{M^C}$	Proventos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em MT	404			
$SM_{j,t-2}^C$	Desvio a recuperar em 2008 da compensação atribuída e não recebida em 2006 a pagar pela entidade concessionária da RNT relativa ao sobrecusto estimado da actividade de CEE	335			
$SRAM_{j,t-2}^C$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAM, imputáveis à actividade de CEE, em MT	0			
i_{t-1}^E	Taxa de juro EURIBOR a 3 meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho de 2007, acrescida de 0,5 pontos percentuais	4,68%			
$\Delta_{j,t-2}^{M^C}$	Ajustamento em 2008 dos proventos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, relativo ao ano de 2006, em MT	-27			
$Am_{j,t}^{M^C}$	Amortizações do activo afecto fixo à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BT, líquidas das amortizações dos activos participados	1 050	1 111	-62	-5,6%
$Act_{j,t}^{M^C}$	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BT, líquido de amortizações e participações	5 466	5 872	-407	-6,9%
$i_t^{M^C}$	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica (%)	8,0%	8,0%		
$C_{j,t}^{M^C}$	Custos anuais de exploração afectos a BT, aceites pela ERSE	5 712	5 194	518	10,0%
$S_{j,t}^{M^C}$	Outros proventos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM afectos a BT e que não resultam da aplicação das tarifas de Comercialização	254	83	171	207,6%
$\Delta R_{j,t-2}^{M^C}$	Ajustamento no ano t dos proventos de CEE em BT relativos ao ano t-2	-460	-460	0	0,0%
$R_{j,t-2}^{M^C}$	Proventos Permitidos em BT	7 405	7 153	253	3,5%
$R_{j,t-2}^{M^C}$	Proventos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em BT	3 909			
$SM_{j,t-2}^C$	Desvio a recuperar em 2008 da compensação atribuída e não recebida em 2006 a pagar pela entidade concessionária da RNT relativa ao sobrecusto estimado da actividade de CEE	3 259			
$SRAM_{j,t-2}^C$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAM, imputáveis à actividade de CEE, em BT	0			
i_{t-1}^E	Taxa de juro EURIBOR a 3 meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho de 2007, acrescida de 0,5 pontos percentuais	4,68%			
$\Delta_{j,t-2}^{M^C}$	Ajustamento em 2008 dos proventos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, relativo ao ano de 2006, em BT	-260			
	Ajustamento em 2008 dos proventos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, de 2006	-287			

6.4.1 AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ACTIVOS A REMUNERAR

À semelhança da actividade de DEE, o activo líquido médio de 2006 apresenta um desvio negativo de 6,5% entre os valores verificados em 2006 e os aceites em 2005 para cálculo das tarifas para 2006. Para o desvio no activo final bruto de 2006 contribui o facto do saldo inicial verificado em 2006 ter sido inferior ao estimado nas tarifas para 2006 dado que, conjuntamente, o valor do investimento directo e das transferências para exploração ser praticamente igual entre os valores verificados em 2006 e os aceites para o cálculo das tarifas para 2006. O desvio verificado nas participações afectas a esta actividade em 2006 é explicado, tal como no processo de cálculo do ajustamento de 2004 a repercutir nas tarifas de 2006 e no processo de cálculo do ajustamento de 2005 a repercutir nas tarifas de 2007, por uma diferente repartição do projecto SIT Geo EEM, projecto que era considerado ser transversal à empresa mas que agora foi alocado exclusivamente à actividade de DEE.

No Quadro 6-20 são apresentados os valores considerados no apuramento do desvio do activo a remunerar em 2006 na actividade de CEE.

Quadro 6-20 - Movimentos no activo líquido a remunerar

Unidade: 10³ EUR

	2006 (1)	Tarifas 2006 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
Investimento Total	2 358	2 338	0,9%
Activo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	15 824	16 368	
Investimento Directo	2 253	1 066	
Transferências para Exploração	176	1 272	
Reclassificações, alienações e abates	-51	0	
Saldo Final (2)	18 202	18 706	-2,7%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	10 427	10 467	
Amortizações do Exercício	1 157	1 225	
Regularizações	-41	0	
Saldo Final (4)	11 543	11 692	-1,3%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	3	10	
Comparticipações do ano	11	19	
Amortização do ano	2	1	
Saldo Final (6)	11	27	-58,4%
Activo líquido a remunerar			
Valor de 2005 (7) = (1) - (3) - (5)	5 393	5 891	-8,5%
Valor de 2006 (8) = (2) - (4) - (6)	6 648	6 987	-4,9%
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	6 020	6 439	-6,5%

6.4.2 CUSTOS ANUAIS DE EXPLORAÇÃO AFECTOS À ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

No Quadro 6-21 encontram-se esquematizados os custos anuais de exploração afectos à CEE. As rubricas de Materiais Diversos, Fornecimentos e Serviços Externos e Outros Custos Operacionais apresentam um desvio positivo de 7,0% face aos valores aceites em 2005 para tarifas de 2006, em sequência da repartição por actividade de acordo com a chave de repartição verificada em 2006 e, da correcção da taxa de inflação verificada em 2006 (3,1%) aos custos anuais líquidos aceites para as tarifas de 2006. A rubrica Provisões, constituída pela variação de provisões para clientes de cobrança duvidosa, apresenta um desvio negativo de 24% entre os valores verificados em 2006 e os aceites em 2005 para tarifas em 2006. A rubrica Custos com Pessoal apresenta em 2006 um desvio de 10,6% face aos valores aceites para tarifas para 2006, justificado pelo maior número de pessoas afectos a esta actividade do que no processo de cálculo das tarifas para 2006, uma vez que globalmente, esta rubrica

apresenta um crescimento de 2,7% face ao valor aceite em 2005 para cálculo de tarifas para 2006 e pelo menor nível de custos com pessoal afectos a trabalhos para a própria empresa (TPE) verificados em 2006.

Quadro 6-21 - Custos anuais de exploração afectos a CEE

Unidade: 10³ EUR

	2006	Tarifas 2006	Desvio (2006-Tarifas 2006)	
			Valor	%
Materiais Diversos	150	141	9	6,1%
Fornecimentos e Serviços Externos	1 149	1 073	76	7,0%
Custos com Pessoal	4 988	4 509	478	10,6%
Outros Custos Operacionais ⁽¹⁾	35	31	3	10,2%
Provisões ⁽²⁾	29	38	-9	-24,0%
TOTAL	6 350	5 793	557	9,6%

Nota: ⁽¹⁾ Inclui o valor de Impostos.

⁽²⁾ Líquidas das utilizações de provisões.

O Quadro 6-22 apresenta o peso das rubricas de custos de exploração da actividade de CEE no total dos custos de exploração da EEM. Uma vez que as rubricas de Materiais Diversos, Fornecimentos e Serviços Externos e Outros Custos Operacionais foram repartidos pelas actividades de acordo com a chave de repartição verificada em 2006, as variações mencionadas anteriormente resultam essencialmente da diferença na chave de repartição por actividade, uma vez que globalmente essas três rubricas apresentam um crescimento de 0,8%, entre os valores aceites em 2006 e os aceites em 2005 para cálculo das tarifas para 2006. Esse crescimento é justificado pelo diferencial da inflação considerada.

O peso da rubrica de Provisões de 2006 encontra-se influenciado pelo montante da provisão para licenças de CO₂ contabilizados em AGS, valor não previsto no processo de fixação das tarifas para 2006. Não considerando esta provisão em AGS, a rubrica Provisões constituída pela variação de provisões para clientes de cobrança duvidosa na CEE representa cerca de 6,0% no total das Provisões da EEM.

Quadro 6-22 - Peso dos custos de exploração no total da EEM

	2006 %	Tarifas 2006 %	Desvio Peso (2006-Tarifas 2006) em pontos percentuais
Materiais Diversos	5,0%	4,7%	0,3
Fornecimentos e Serviços Externos	24,7%	23,2%	1,4
Custos com Pessoal	19,1%	17,8%	1,4
Outros Custos Operacionais ⁽¹⁾	4,9%	4,4%	0,4
Provisões ⁽²⁾	4,5%	6,6%	-2,1

Nota: ⁽¹⁾ Inclui o valor de Impostos.

⁽²⁾ Líquidas das utilizações de provisões.

6.4.3 OUTROS PROVEITOS AFECTOS À ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

O Quadro 6-23 apresenta os Outros Proveitos afectos à actividade de CEE. A variação positiva entre os valores reais de 2006 e os aceites em 2005 no processo de fixação de tarifas para 2006, decorre de um maior nível de proveitos nas rubricas Prestações de Serviços, Proveitos suplementares e Outros Proveitos Operacionais. Esta última rubrica contabiliza proveitos adicionais resultantes de mais-valias decorrentes da alienação de veículos da antiga frota da empresa, de ganhos referentes à alienação de um edifício afecto à área comercial e de equipamentos informáticos obsoletos e de ganho provenientes da venda de cadernos de encargos de concursos públicos.

Quadro 6-23 - Outros proveitos afectos a CEE

Unidade: 10³ EUR

	2006	Tarifas 2006	Desvio (2006-Tarifas 2006)	
			Valor	%
Prestações de Serviços	66	0	66	
Proveitos Suplementares	125	92	33	36%
Subsídios à exploração	0	0	0	
Outros Proveitos Operacionais	92	0	92	
TOTAL	282	92	190	207,6%

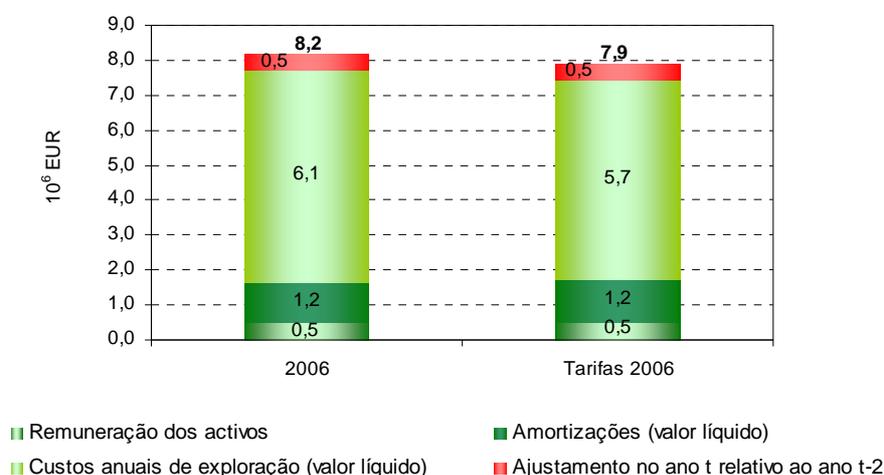
6.4.4 DECOMPOSIÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS NA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

A decomposição dos proveitos permitidos da actividade de CEE é apresentada na Figura 6-3. O desvio de +3,3% no nível de proveitos permitidos é explicado em parte, pela variação ocorrida nos custos

anuais de exploração líquidos de outros proveitos (desvio de +6,4%) que apresentam um peso superior a 70% no nível de proveitos permitidos no período em análise. O desvio ocorrido nesta rubrica decorre de um maior peso dos custos de exploração reais da actividade de CEE no total de custos de exploração da EEM, do que a considerada aquando o processo de cálculo das tarifas para 2006 dado que, globalmente, os custos de exploração²⁹ aceites da EEM apresentam um desvio de 2,2% face aos valores aceites para tarifas para 2006³⁰.

A remuneração dos activos e as amortizações do exercício deduzidas das amortizações do imobilizado participado apresentam um desvio negativo de 6,5% e 5,6%, respectivamente, entre os valores verificados em 2006 e os aceites para efeitos de tarifas para 2006.

Figura 6-3 - Decomposição dos proveitos permitidos da actividade de CEE



²⁹ Materiais Diversos, Fornecimentos e Serviços Externos, Custos com Pessoal e Outros Custos Operacionais.

³⁰ O desvio é justificado pelo nível de custos com pessoal aceite em 2006.

6.5 PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ACTIVIDADE NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

O Quadro 6-24 sintetiza a informação por actividade regulada permitindo comparar os valores dos proveitos permitidos definidos no processo de fixação das tarifas para 2006, com os proveitos recuperados em 2006 por aplicação das tarifas em vigor no Continente em 2006 e com os proveitos de 2006 baseados em valores reais. Adicionalmente, apresentam-se as restantes rubricas necessárias ao cálculo do ajustamento a repercutir em 2008.

O ajustamento a recuperar pela EEM em 2008 relativamente ao ano de 2006 é de 15,8 milhões de euros justificado pelos seguintes efeitos:

- Acréscimo de 10,7 milhões de euros nos proveitos permitidos de 2006 face aos valores aceites para efeitos de tarifas para 2006, desagregados em: +10,5 milhões de euros em custos de energia; -0,5 milhões de euros relativos a custos não controláveis; +0,4 milhões de euros referentes a custo controláveis e +0,3 milhões de euros relativos a remuneração dos activos.
- Acréscimo de 3,7 milhões de euros resultante de: desvio positivo de 6,3 milhões de euros entre os valores de tarifas para 2006 e o valor verificado em 2006 no valor de proveitos a recuperar por aplicação das tarifas do Continente, desvio negativo de 0,3 milhões de euros entre os valores de tarifas para 2006 e o valor verificado em 2006 no valor a receber da REN por limitação dos acréscimo das tarifas de venda a Clientes Finais em BT, decréscimo de 2,5 milhões de euros referentes ao ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAM e acréscimo de 0,2 milhões de euros relativos ao Plano de Promoção do Desempenho Ambiental.
- Acréscimo de 1,4 milhões de euros decorrentes da aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses do último dia útil do mês de Junho de 2007 acrescido de 0,5 pontos percentuais, ao desvio apurado.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 E 2007 A REPERCUTIR EM 2008

Ajustamentos referentes a 2006 na Região Autónoma da Madeira

Quadro 6-24 - Proveitos permitidos em 2006 e ajustamento em 2008

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos a proporcionar em 2006, definidos em 2005 (Tarifas 2006)	Proveitos recuperados em 2006 por aplicação das tarifas do Continente	Proveitos a proporcionar em 2006, definidos em 2007	Desvio a recuperar em t+2 e limitação dos acréscimos das TVCF em BT	Valor a recuperar pelas tarifas da RAM	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	Promoção do Desempenho Ambiental	Desvio	Ajustamento a repercutir em 2008
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8) = (2) - (3) + (4) + (5) + (6) - (7)	(9) = (8) * (1+i) ²
Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema (AGS)	84 367	65 628	96 337	14 042	0	2 476		-14 192	-15 550
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	30 177	22 925	28 640	5 957	0		171	71	78
Comercialização de Energia Eléctrica (CEE)	7 905	4 313	8 169	3 594	0			-262	-287
Proveitos permitidos à EEM	122 448	92 865	133 146	23 592	0	2 476	171	-14 383	-15 759

7 AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2007, NO CONTINENTE

O Regulamento Tarifário, de 2003, previa que os desvios ocorridos num ano, na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, que não tivessem sido contemplados pelo mecanismo de ajuste trimestral, seriam repercutidos nos proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica no ano seguinte.

Enquanto se mantivessem integralmente os Contratos de Aquisição de Energia (CAE), mantinha-se em vigor o Regulamento Tarifário, de 2003, relativamente às actividades de Aquisição de Energia Eléctrica da REN e do comercializador de último recurso.

Com o início do mercado organizado a 1 de Julho de 2007, associado à cessação dos CAE da EDP Produção e à consequente entrada em vigor dos custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) a partir dessa data, a ERSE procedeu a uma revisão das tarifas de energia eléctrica, conforme estabelecido legalmente, que vigoraram entre Setembro e Dezembro de 2007.

Nesta conformidade, para além do ajustamento da parcela fixa proceder-se-á também ao ajustamento da componente variável na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica da REN, referentes ao 1.º semestre de 2007 e a um ajustamento referente a Julho e Agosto de 2007 na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso.

Estes ajustamentos são calculados em termos provisórios, sendo o valor definitivo calculado em 2008, com base em valores ocorridos, e incluído nos proveitos permitidos para tarifas 2009.

7.1 AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

7.1.1 AJUSTAMENTO DA COMPONENTE FIXA

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.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 E 2007 A REPERCUTIR EM 2008

Ajustamentos referentes a 2007, no Continente

Neste capítulo calculam-se e justificam-se as principais parcelas do ajustamento relativo ao 1.º semestre de 2007 na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica.

No Quadro 7-1 apresenta-se o cálculo do ajuste e as parcelas que o compõem.

Quadro 7-1 - Ajustamento da componente fixa relativo ao 1º semestre de 2007 na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica

		Unidade: 10 ³ EUR		
		1º sem 07 €	Tarifas 2007 1º sem	Desvio Provisório
1	$\tilde{R}_{fixo,t-1}^E$	VALOR PREVISTO DA COMPONENTE FIXA		
	$CAE_t - CAE_t^{UGS}$	561 714	580 860	-19 147
	CAE_t	527 051	528 020	-969
	CAE_t^{UGS}	570 027	571 452	-1 425
	CAE_t^{UGS}	42 976	43 431	-455
	$RE_t - RE_t^{UGS}$	2 276	20 972	-18 696
		Outros activos		
	Am_t^E	620	637	-16
	Act_t^E	474	485	-11
	r^E	4 179	2 164	2 014
		3,5	7,0	
	OC_t^E	3 324	2 782	542
	S_t^E	60	53	7
	$\tilde{\Delta}_{fixo,t-1}^E$	-36 691	-36 691	0
	$\tilde{\Delta}_{fixo,t-2}^E$	8 189	8 189	0
2	\tilde{NVIMP}_{t-1}	Valor previsto dos Ganhos Comerciais		
	$NVIMP_t$	6 867	0	6 867
		5 378	--	--
	$NVEXPV_t$	1 342	--	--
		146	--	--
5	$R_{t-1}^E = (1) + (2)$	568 581	580 860	-12 280
6	$\tilde{R}_{fixo,t-1}^E$	Proveitos facturados à EDP Distribuição		
		580 021		
7	$\tilde{R}_{fixo,t-1}^E - R_{t-1}^E$	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos		
		11 441		
8	i_{t-1}^E	Taxa de juro LISBOR a três meses, Junho³_{t-1} + 0,5 pontos percentuais		
		4,68%		
9	$\tilde{\Delta}_{fixo,t-1}^E$	Ajustamento em 2008 dos proveitos da parcela fixa facturada no 1º semestre de 2007		
		11 975		

De seguida faz-se a análise dos desvios por rubrica.

7.1.1.1 CUSTOS FIXOS IMPUTADOS À TARIFA DE ENERGIA E POTÊNCIA

No Quadro 7-2 é feita uma análise comparativa dos custos relativos aos encargos fixos das centrais de produção do Sistema Público (Encargo de Potência) determinados pelos Contratos de Aquisição de Energia Eléctrica (CAE) e imputados à tarifa de Energia e Potência.

Quadro 7-2 - Custos fixos dos CAE

Unidade: 10³ EUR

		1º sem 07	Tarifas 2007 1º sem	Desvio
1	Potência	570 027	571 452	-0,2%
	CPPE ^[1]	463 715	466 304	-0,6%
	Tejo Energia	50 346	49 154	2,4%
	Turbogás ^[2]	55 966	55 994	0,0%
2	Custos decorrentes dos CAE imputados à tarifa UGS	42 976	43 431	-1,0%
	Reguladores das Centrais	5 700	5 753	-0,9%
	Custo da Reserva Girante	37 276	37 678	-1,1%
3	Custos dos CAE Imputados à TEP (1) - (2)	527 051	528 020	-0,2%

Notas:

^[1] Inclui direitos de superfície.^[2] Deduzido do benefício contratual com a Turbogás (249 milhares de euros/ano).

Da análise do Quadro 7-2 verifica-se em termos globais um desvio de -0,2% entre os valores estimados no corrente ano e os valores implícitos nas tarifas de 2007.

CUSTOS DECORRENTES DOS CAE

No Quadro 7-3 comparam-se os valores do encargo de potência de 2007 implícitos nas Tarifas de 2007 e referentes ao primeiro semestre de 2007, com as estimativas desses valores enviadas pela REN em Junho de 2007, no âmbito da determinação das Tarifas para 2008. Registe-se que os valores estimados pela REN para o primeiro semestre de 2007 se baseiam em valores verificados até Março de 2007.

Em termos globais, verifica-se um desvio negativo de -0,2% entre os valores implícitos nas Tarifas de 2007 e os valores estimados em 2007. Para este desvio negativo contribuiu o encargo de potência da EDP Produção, inferior em 0,6% ao valor previsto nas tarifas de 2007. No caso da Turbogás, a diferença entre o valor implícito nas tarifas de 2007 e o valor estimado em 2007 pela REN é quase residual. Pelo contrário, o valor do encargo de potência da Tejo Energia estimado em 2007 é superior em 2,4% ao valor implícito na determinação das Tarifas 2007.

Quadro 7-3 - Encargo de Potência no primeiro semestre de 2007 implícito nas Tarifas 2007 e o estimado pela REN no corrente ano para esse período
(preços correntes)

Unidade: 10³ EUR

	Valores implícitos nas tarifas de 2007 (1)	Valores estimados pela REN Junho de 2007 (2)	Evolução [(2)-(1)/(1)]
EDP Produção	465 704	463 115	-0,6%
Tejo Energia	49 153	50 346	2,4%
Turbogás	56 244	56 215	-0,1%
Centrais com CAE	571 101	569 676	-0,2%

Nota: Os valores não incluem penalidades contratuais (Turbogás), nem direito de superfície, mas incluem imposto selo

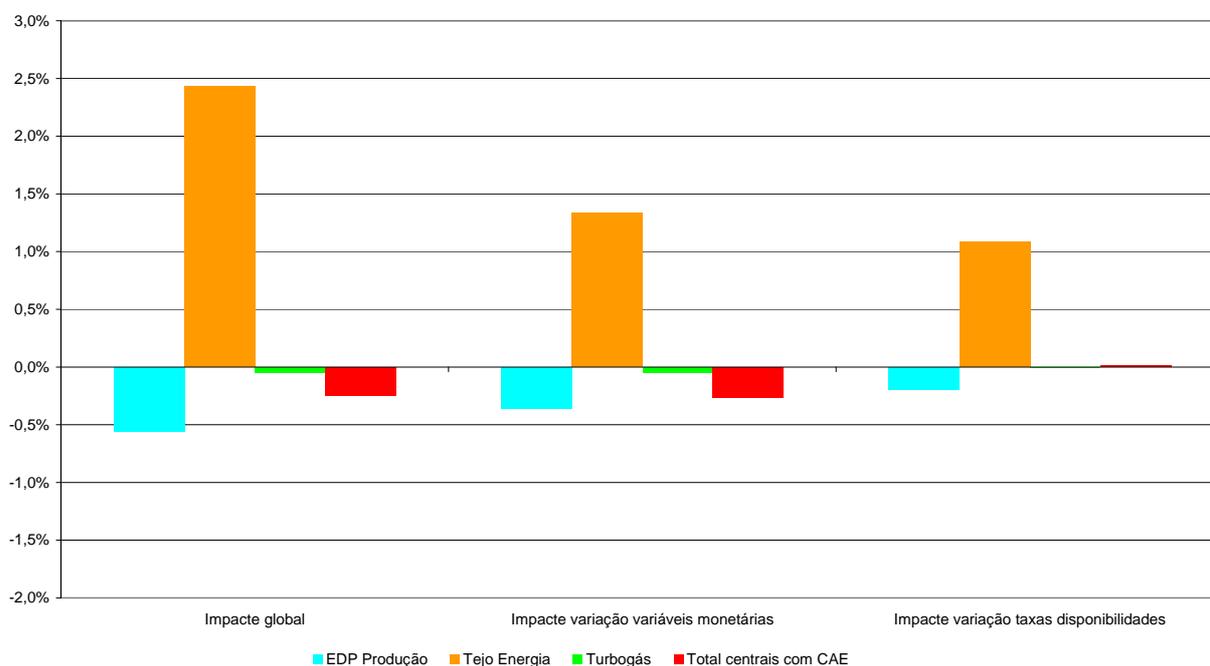
Fonte: ERSE, REN

Os desvios verificados relacionam-se com a evolução³¹ das principais variáveis que condicionam o valor do encargo de potência, nomeadamente as variáveis monetárias (taxas de inflação e taxas de juro) e a disponibilidade das centrais.

A Figura 7-1 evidencia esses impactes. Relativamente à EDP Produção, as variáveis monetárias são responsáveis por um desvio negativo do valor do encargo de potência estimado pela REN para 2007 face ao valor implícito nas Tarifas para 2007, de 0,4%. A evolução das variáveis monetárias deverão ter levado a uma desvio de 1,3% do encargo de potência da Tejo Energia face ao implícito nas tarifas de 2007. No que concerne a Turbogás, o impacte das variáveis monetárias é de apenas 0,1% negativos relativamente ao implícito nas tarifas de 2007.

Quanto à taxa de disponibilidade, esta é responsável por um desvio positivo de 1,1% do encargo de potência da Tejo Energia estimado para 2007 relativamente ao implícito nas Tarifas para 2007. O impacte da taxa de disponibilidade no encargo de potência da EDP Produção reflecte-se num desvio negativo de 0,2% face ao implícito nas tarifas. Quanto à Turbogás, o impacte da taxa de disponibilidade é nulo.

³¹ As estimativas da REN para 2007 têm em conta valores reais até Março desse ano.

Figura 7-1 - Análise do desvio entre o encargo de potência do primeiro semestre de 2007 implícito nas Tarifas 2007 e o estimado pela REN

O quadro que se segue ilustra o impacto das variáveis monetárias na diferença apurada entre os encargos de potência implícitos nas tarifas de 2007 e os encargos de potência estimados pela REN em Junho de 2007 para o primeiro semestre de 2007.

Quadro 7-3 - Variáveis monetárias utilizadas nas determinações do encargo de potência

	Implícito nas Tarifas de 2007	Média ocorrido entre Janeiro e Março 2007	Implícitos nas estimativas REN Abril a Junho 2007
Evolução dos preços em Portugal continental	2,60%	2,90%	2,20%
Salários (EDP Produção e Tejo Energia)	2,30%	nd	2,20%
Taxas de juro curto prazo 1 mês (Turbogás)	3,75%	3,71%	3,80%
Taxas de juro curto prazo 3 meses (Tejo Energia)	3,75%	3,82%	3,90%

Fonte: ERSE, Eurostat, INE, REN, Reuters

No que diz respeito à taxa de inflação, destaca-se o facto da evolução dos preços em Portugal continental ser inferior nas estimativas da REN efectuadas no corrente ano, comparativamente com as previsões utilizadas no ano anterior na determinação das Tarifas 2007. Contudo, a inflação verificada até Março de 2007 é superior aos valores implícitos nas tarifas de 2007. A inflação em Portugal continental é uma variável de maior importância no caso do encargo de potência das centrais da EDP Produção do que no caso das restantes duas centrais.

Regista-se igualmente que os valores da taxa de juro a 3 meses no primeiro semestre de 2007, ocorridos e estimados pela REN no corrente ano, implícitos nas estimativas da REN para 2007 são ligeiramente superiores aos valores implícitos nas Tarifas 2007. A euribor a 3 meses serve de referência na definição do encargo de potência da Tejo Energia. No que concerne a taxa de juro a um mês, os valores apresentados pela REN em Junho de 2007 estão em linha com os valores implícitos nas tarifas de 2007. A euribor a 1 mês serve de referência na definição do encargo de potência da Turbogás.

CUSTOS DECORRENTES DOS CONTRATOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA IMPUTADOS À TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

Os valores previstos para o 1.º semestre de 2007 dos custos decorrentes dos CAE imputados à tarifa UGS e os verificados nesse ano, constantes do Quadro 7-2, foram obtidos pela adição das seguintes parcelas:

- Reguladores das centrais – este custo representa 1% dos custos de potência das centrais do SEP. O desvio relativamente ao previsto é de -0,9%.
- Custo da reserva girante – o desvio deste custo situou-se em -1,1%. O método de cálculo deste custo encontra-se sintetizado no Quadro 4-5 e resulta da soma das seguintes parcelas:
 - Parcela de encargo fixo calculada como sendo o encargo de potência do SEP correspondente à potência de reserva girante. O valor da potência de reserva girante é dado pela soma da potência do maior grupo do SEN com 1% da ponta anual de consumo. A potência é valorizada pelos encargos do sistema público referidos à potência líquida garantida (90% da potência referida à emissão).
 - Parcela variável correspondente ao sobrecusto de exploração, resultante de grupos em regime de funcionamento abaixo da sua potência máxima, obrigando à utilização de grupos adicionais (com custos variáveis superiores). O sobrecusto unitário de exploração considerado é de 0,9976 EUR/MWh.

Quadro 7-4 - Custo da reserva girante

	1º sem 07	Tarifas 2007 1º sem
1 Potência Térmica (ref. emissão) (MW)	4 644	4 676
2 Potência Hídrica (ref. produção) (MW)	4 099	4 099
3 Potência Líquida Garantida (MW) [(1) + (2) x (1-0,02)] x 0,9	7 795	7 823
4 Custo Fixo CAE's (10 ³ EUR)	570 027	575 317
5 Custo Unitário Potência Garantida (€/kW) (4) / (3)	73	74
6 Potência maior Grupo SEN (MW)	392	392
7 Ponta do consumo SEP (MW)	8 891	9 156
8 Potência Reserva Girante (MW) (6) + 0,01x (7)	481	484
9 Custo Variável Reserva Girante (10 ³ EUR) (8) x 4380 x 0,001 €/MWh	2 106	2 118
10 Custo Fixo Reserva Girante (10 ³ EUR) (8) x (5)	35 170	35 560
11		
Custo da Reserva Girante (10³ EUR) (9) + (10)	37 276	37 678

A sobrestimação da ponta do consumo em cerca de 2,9%, associada ao desvio do custo fixo em 0,9% justificam o desvio ocorrido nesta componente de custos.

7.1.1.2 CUSTOS COM AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA À EDIA

O desvio na EDIA resulta exclusivamente de uma redução das quantidades estimadas adquirir a este aproveitamento hidroeléctrico, relativamente ao previsto para tarifas.

Quadro 7-5 - Custos de aquisição de energia eléctrica à EDIA

	1º sem 07	Tarifas 2007 1º sem	Desvio
Custos com a EDIA			
a Energia (GWh)	46	428	-89,3%
b Preço médio	49,48	49,00	1,0%
c Valor (10 ³ EUR) [(a) x (b)]	2 276	20 972	-89,1%

7.1.1.3 OUTROS CUSTOS DO EXERCÍCIO ASSOCIADOS À ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

A rubrica de “Outros custos” aumentou cerca de 19,5%. A rubrica com maior desvio em valor absoluto é a dos fornecimentos e serviços externos. Parte deste desvio pode ser justificado por se estar a considerar que os custos ocorridos durante o ano são iguais todos os meses e portanto comparam-se os custos de um semestre com 50% dos custos anuais previstos para tarifas.

Quadro 7-6 - Outros custos da actividade de Aquisição de Energia EléctricaUnidade: 10³ EUR

	1º sem 07	Tarifas 2007 1º sem ^[1]	Desvio	
			Valor	%
Fornecimentos e Serviços Externos	1 322	966	356	36,9%
Custos com Pessoal	1 726	1 682	44	2,6%
Outros Custos Operacionais	94	43	51	116,8%
Provisões	91	68	24	34,8%
Custos e Perdas Extraordinários	91	23	68	
Total	3 324	2 782	542	19,5%

Nota: ^[1] Considerou-se 50% do valor previsto relativo a cada uma das rubricas.

7.1.1.4 OUTROS PROVEITOS FACTURADOS NO ÂMBITO DA ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

As estimativas agora enviadas pela REN para as rubricas de outros proveitos superam as previsões para tarifas em cerca de 13%. Conforme mencionado no ponto 7.1.1.3 parte deste desvio pode ser justificado por se estar a comparar proveitos de um semestre com 50% dos previstos para um ano inteiro.

Quadro 7-7 - Outros proveitos da actividade de Aquisição de Energia EléctricaUnidade: 10³ EUR

	1º sem 07	Tarifas 2007 1º sem ^[1]	Desvio	
			Valor	%
Outros Proveitos Operacionais	42	41	1	4%
Trabalhos Própria Empresa	1	2	-1	-34%
Rendas de prédios	11	11	0	0%
Proveitos e Ganhos Extraordinários	6	0	6	
Total	60	53	7	13%

Nota: ^[1] Considerou-se 50% do valor previsto relativo a cada uma das rubricas.

7.1.1.5 CUSTOS ACEITES A POSTERIORI

A REN, através do Agente Comercial, até à entrada dos CMEC podia adquirir energia para abastecer o mercado regulado, ou vender energia produzida pelas centrais, a agentes do sistema eléctrico não vinculado ou de outros sistemas.

De acordo com o Artigo 72.º do Regulamento Tarifário publicado em 2003, a REN partilhava com os consumidores de energia eléctrica do mercado regulado os benefícios que obtinha dessa actividade, repercutindo na tarifa de Energia e Potência 50% dos ganhos.

O quadro seguinte apresenta o cálculo do ganho comercial da REN, referente ao 1º trimestre de 2007.

Quadro 7-8 - Ganho Comercial no 1º trimestre de 2007

		1º trimestre de 2007		
		10 ³ EUR	GWh	cent €/kWh
a	Custo equivalente de produção vinculada	39 174	846,5	4,63
b	Custos da Importação	28 418	846,5	3,36
NVIMPA_t = (a - b)/2		5 378		
c	Proveitos de Exportação	7 550	156,3	4,83
d	Custo de produção vinculada	4 866	156,3	3,11
e	Parcela da potência da TEP	0		
NVEXPV_t = (c - d - e)/2		1 342		
Arranques		146		
NVIMP_t = NVIMPA_t + NVEXPV_t + Arranques		6 867		

O ganho comercial da REN é obtido pela soma das diferenças entre:

- O custo equivalente da produção vinculada e o custo da importação, no valor de 39 174 – 28 418 = 10 756 milhares de euros.
- O proveito das exportações e o custo equivalente da produção vinculada dessa energia, no valor de 7 550 – 4 866 = 2 684 milhares de euros.
- Os proveitos por arranques evitados e o custo de arranques provocados, no valor de 292,5 milhares de euros.

O ganho comercial obtido foi de 13 733 milhares de euros, valor sobre o qual é permitida à entidade concessionária da RNT a retenção de 50%, ou seja, 6 867 milhares de euros.

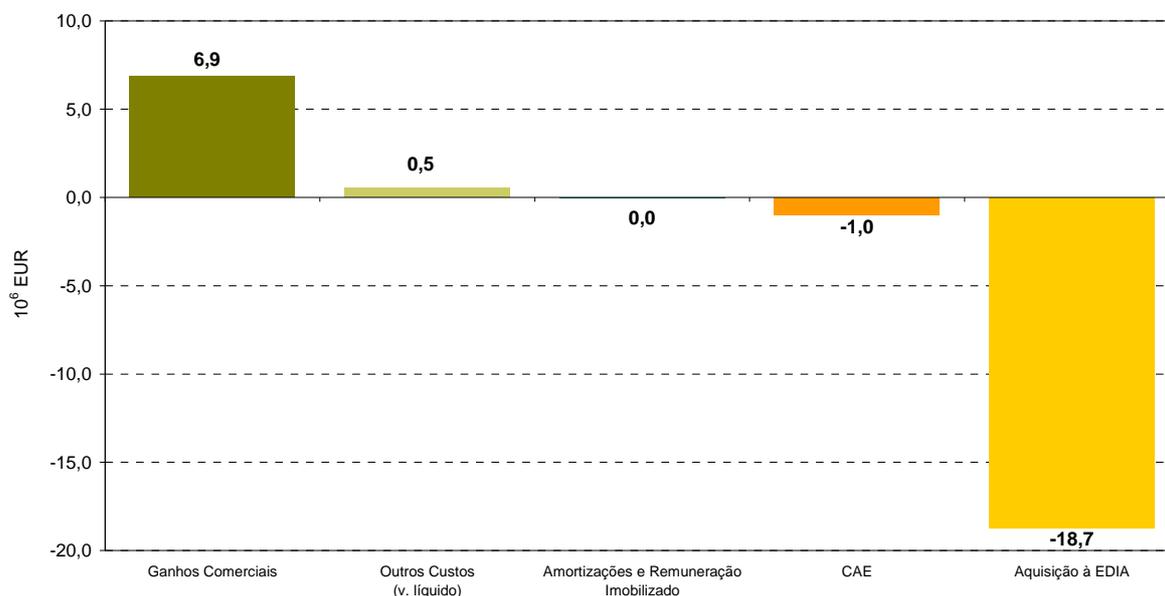
No cálculo do ganho comercial, referente ao primeiro trimestre, enviado pela REN, não foi considerado qualquer valor com a parcela de potência da TEP, o que não se encontra em conformidade com a metodologia de cálculo estabelecida no Regulamento Tarifário. Contudo como se trata de um ajuste provisório o mesmo será rectificado quando se receber o relatório anual dos ganhos comerciais.

Importa referir novamente, que o relatório dos ganhos comerciais deve acompanhar sempre os valores enviados pela empresa até 15 de Junho, caso contrário os mesmos deixarão de ser aceites.

7.1.1.6 DECOMPOSIÇÃO DO DESVIO E DA COMPONENTE FIXA DA ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

A soma algébrica de todos os desvios, no montante de 11 441 milhares de euros (Quadro 7-1), representa o desvio entre os custos previstos para as tarifas de 2007 referente ao 1.º semestre e os agora estimados para o ano em curso (2007). A figura seguinte permite concluir que o desvio resulta essencialmente do custo com as aquisições à EDIA e dos ganhos comerciais.

Figura 7-2 - Decomposição do desvio na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica no 1.º semestre de 2007



7.1.2 AJUSTAMENTO DA COMPONENTE VARIÁVEL REFERENTE AO 1º SEMESTRE DE 2007

O ajustamento da componente variável referente ao 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 534³² milhares de euros.

O Quadro 7-9 permite comparar os valores estimados para o 1º semestre de 2007 ("1.º sem 07^E") com os proveitos permitidos em 2006 utilizados no cálculo das tarifas de 2007 ("Tarifas 2007 1.º sem") e calcular o ajuste a repercutir nas tarifas de 2008.

Quadro 7-9 - Ajustamento da componente variável relativo a 2007 na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica

			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 hidráulicidade	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] ^E Estimado - [1] ^T 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	

Nota: O montante de ajustamentos foi repartido proporcionalmente aos encargos variáveis mensais estimados para efeitos de cálculo das tarifas de 2007.

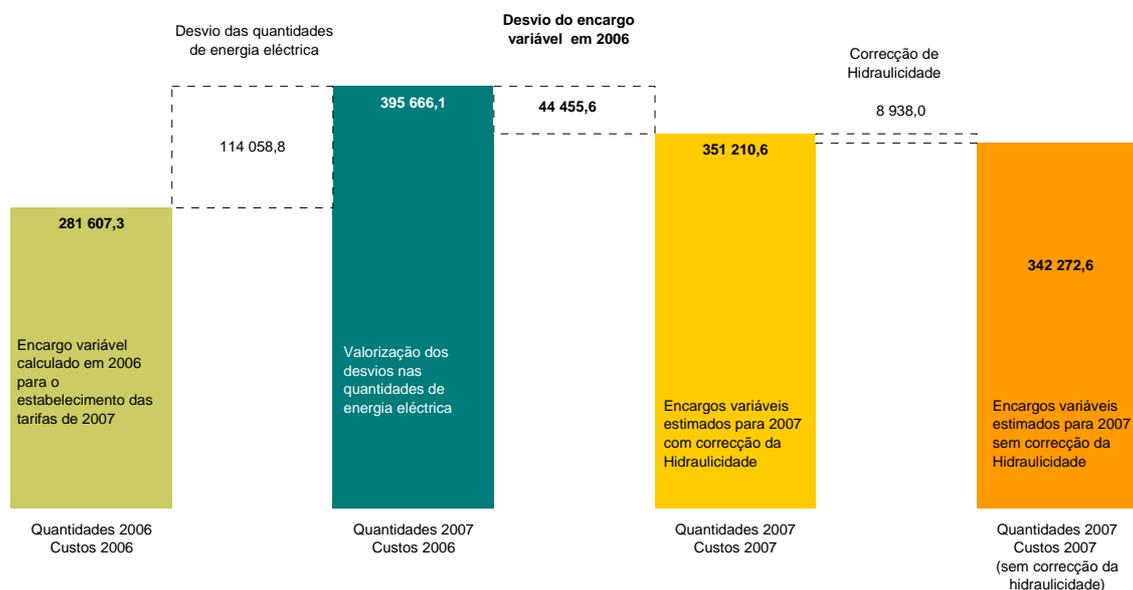
O valor total do desvio dos encargos variáveis de aquisição de energia eléctrica referente ao 1.º semestre de 2007, de 44 456 milhares de euros (determinado no Quadro 7-9), pode ser visualizado na Figura 7-3 e é repartido da seguinte forma:

- Na primeira barra está representado o valor previsto para 2007 dos encargos variáveis da produção das centrais com Contratos de Aquisição de Energia Eléctrica, adicionados dos encargos com a importação de energia eléctrica para abastecimento dos clientes do comercializador de último recurso, deduzidos dos encargos com a exportação de energia

³² Um ajustamento com sinal positivo significa um valor a devolver pela empresa.

eléctrica com origem nas centrais com Contratos de Aquisição de Energia Eléctrica, calculado em 2006 para o estabelecimento das tarifas de 2007, no montante de 281 607 milhares de euros.

- Na segunda barra apresentam-se os valores estimados para o 1.º semestre de 2007 dos encargos variáveis de energia corrigidos pelo desvio de quantidades de energia eléctrica emitida para a rede pelas centrais de produção com Contratos de Aquisição de Energia Eléctrica, bem como a energia eléctrica importada deduzida da energia eléctrica exportada, afecta aos consumos dos clientes do comercializador de último recurso, facturados ao custo marginal do sistema que totalizam 395 666,1 milhares de euros. O desvio face ao valor da primeira barra é de 114 058,8 milhares de euros devido à diferença de quantidades.
- A terceira barra representa os valores estimados para o 1.º semestre de 2007 dos encargos de produção de energia eléctrica corrigidos da hidraulicidade, adicionados dos encargos com a importação de energia eléctrica para abastecimento dos consumos dos clientes do comercializador de último recurso, deduzidos dos encargos com a exportação de energia eléctrica com origem nas centrais com Contratos de Aquisição de Energia Eléctrica num total de 351 210,6 milhares de euros. O desvio entre o valor estimado em 2007 e o valor previsto em 2006 é de 69 603,3 milhares de euros (351 210,6 - 281 607,3), contudo, devido ao desvio nas quantidades fornecidas ter sido de 114 058,8 milhares de euros, o desvio do encargo variável de energia eléctrica estimado para o 1.º semestre de 2007 é de 44 455,6 milhares de euros.
- A quarta barra representa os valores estimados para 2007 dos encargos de produção de energia eléctrica adicionados dos encargos com a importação de energia eléctrica para abastecimento dos consumos dos clientes do comercializador de último recurso, deduzidos dos encargos com a exportação de energia eléctrica com origem nas centrais com Contratos de Aquisição de Energia Eléctrica que totalizam 342 272,6 milhares de euros. Este seria o valor dos encargos de energia eléctrica que deveria ser considerado para cálculo dos desvios caso não existisse o mecanismo de correcção de hidraulicidade.

Figura 7-3 - Desvio dos encargos variáveis de aquisição de energia eléctrica estimados para o 1.º semestre de 2007Unidade: 10³ EUR

Para o valor do desvio do encargo variável contribuem fundamentalmente os seguintes factores que em seguida se analisam:

1. Quantidades vendidas
2. Custos dos combustíveis
3. Custos derivados da hidraulicidade
4. Importações e exportações de energia eléctrica
5. Licenças de CO₂

1. QUANTIDADES VENDIDAS

No quadro seguinte, apresenta-se o desvio de quantidades e a sua valorização ao custo marginal.

Quadro 7-10 - Desvio de quantidades valorizadas aos custos marginais

2007	cmg _{cp,m} (€/kWh)	E _{SEP,m} (GWh)	Quantidades ocorridas (GWh)	Valorização das Quantidades 10 ³ EUR
Janeiro	0,0570	2 606	3 350	42 431
Fevereiro	0,0570	2 265	2 679	23 650
Março	0,0570	2 371	2 597	12 882
Abril	0,0590	1 994	2 371	22 248
Maio	0,0730	2 211	2 381	12 463
Junho	0,0830	2 459	2 463	384
Total		13 903	15 841	114 059

2. CUSTOS COM AQUISIÇÃO DE ENERGIA A PRODUTORES COM CONTRATOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

O encargo de energia (encargo de combustível e alguns serviços de sistema) é a componente variável dos encargos com os Contratos de Aquisição de Energia Eléctrica (CAE). O Quadro 7-11 mostra que se estima que o encargo de energia no primeiro semestre de 2007, sem licenças de emissão de CO₂, seja superior ao valor implícito nas tarifas de 2007 em cerca de 10%. Se consideramos o diferencial da correcção de hidraulicidade e as licenças de emissão de CO₂, a diferença entre os valores implícitos nas tarifas de 2007 e as actuais estimativas para 2007 aumenta para mais de 27 %. As licenças de emissão de CO₂ agravam o valor do encargo de energia no primeiro semestre de 2007 em cerca de 4 milhões de euros e o diferencial de correcção de hidraulicidade aumenta este encargo em 8,9 milhões de euros no mesmo período.

Quadro 7-11 – Encargos variáveis e encargos de combustíveis para o primeiro semestre de 2007, implícitos nas Tarifas 2007 e estimados pela REN em 2007

Unidade: 10³ euros

	Tarifas de 2007 Primeiro semestre (1)	2007 Primeiro semestre 2007 (2)	% ((2)-(1))/(1)
Encargo energia definido nos CAE sem licenças de emissão de CO ₂	281 230	309 543	10,1%
Encargo de combustível	272 586	303 522	11,3%
Peso do encargo combustível nos encargos variáveis	96,9%	98,1%	-
Encargo energia definido nos CAE com correcção de hidraulicidade e custos de licenças de emissão de CO ₂	253 422	322 394	27,2%

Nota: O encargo de energia incorpora o encargo de combustível, o acordo de gestão de consumo com a Transgás, taxas portuárias e alguns serviços de sistema (arranques, compensação síncrona e teleregulação)

Fonte: ERSE, REN

Observando o Quadro 7-11, verifica-se que a quase totalidade dos encargos variáveis decorrentes dos CAE são compostos pelo encargo de combustível. Os restantes custos são serviços auxiliares fornecidos pelas centrais, são custos que variam directamente com o encargo variável ou, ainda, custos específicos a cada central (taxas portuárias no caso das centrais a carvão de Sines e do Pego e o Acordo de Gestão de Consumo no caso da central a ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro).

Tendo em conta o peso do encargo de combustível no conjunto dos encargos variáveis com os CAE, a presente análise incidirá sobre esse encargo.

O encargo de combustível varia tendo em conta o custo unitário dos combustíveis consumidos, assim como varia com a produção total das centrais térmicas e a respectiva estrutura de produção destas centrais.

CUSTO UNITÁRIO DOS COMBUSTÍVEIS CONSUMIDOS

O Quadro 7-12 mostra que o custo unitário do fuelóleo na central de Setúbal, estimado para o primeiro semestre de 2007, é inferior em mais de 18% ao implícito nas tarifas de 2007. Relativamente ao custo unitário do gás natural, os valores estimados para 2007 são ligeiramente inferiores aos valores implícitos nas tarifas de 2007, em quase 2%. Pelo contrário, o custo unitário do carvão estimado para 2007 é

superior ao custo unitário implícito nas tarifas de 2007 em quase 7%, no caso da central de Sines, e em mais de 8,5% no caso da central do Pego.

Quadro 7-12 - Custos unitários dos combustíveis para o primeiro semestre de 2007, implícitos nas Tarifas 2007 e estimados pela REN em 2007

	Tarifas de 2007 (1)	2007 no primeiro semestre 2007 (2)	% $((2)-(1))/(1)$
Setúbal (fuelóleo) €/t	282,4	231,4	-18,1%
Sines (carvão) €/tec	58,7	62,7	6,8%
Pego (carvão) €/tec	68,9	74,8	8,6%
Tapada do Outeiro (gás natural) €/m ³	274,2	268,9	-1,9%

Fonte: ERSE, REN

PRODUÇÃO TOTAL DAS CENTRAIS TÉRMICAS

A produção total das centrais térmicas com CAE varia consoante:

- A produtividade hidroelétrica.
- O total do consumo dos clientes do comercializador de último recurso (CUR).
- Os custos de produção face a outras fontes de abastecimento dos clientes do comercializador de último recurso.
- A evolução da Produção em Regime Especial (PRE).

O Quadro 7-13 mostra que o consumo dos clientes do CUR, estimado para o primeiro semestre de 2007, é maior do que os valores implícitos nas tarifas de 2007. Este maior valor do consumo estimado para o primeiro semestre de 2007 é suportado por valores mais elevados da produção das centrais térmicas, das centrais hídricas e do saldo importador face ao implícito nas tarifas. Em sentido oposto, as quantidades entregues pela PRE e a parcela livre apresentam valores mais baixos nas estimativas efectuadas para o primeiro semestre de 2007 do que nos valores implícitos nas tarifas de 2007.

Quadro 7-13 - Produção no primeiro semestre de 2007 para abastecimento dos clientes do comercializador de último recurso estimada para 2007 e implícita nas Tarifas 2007

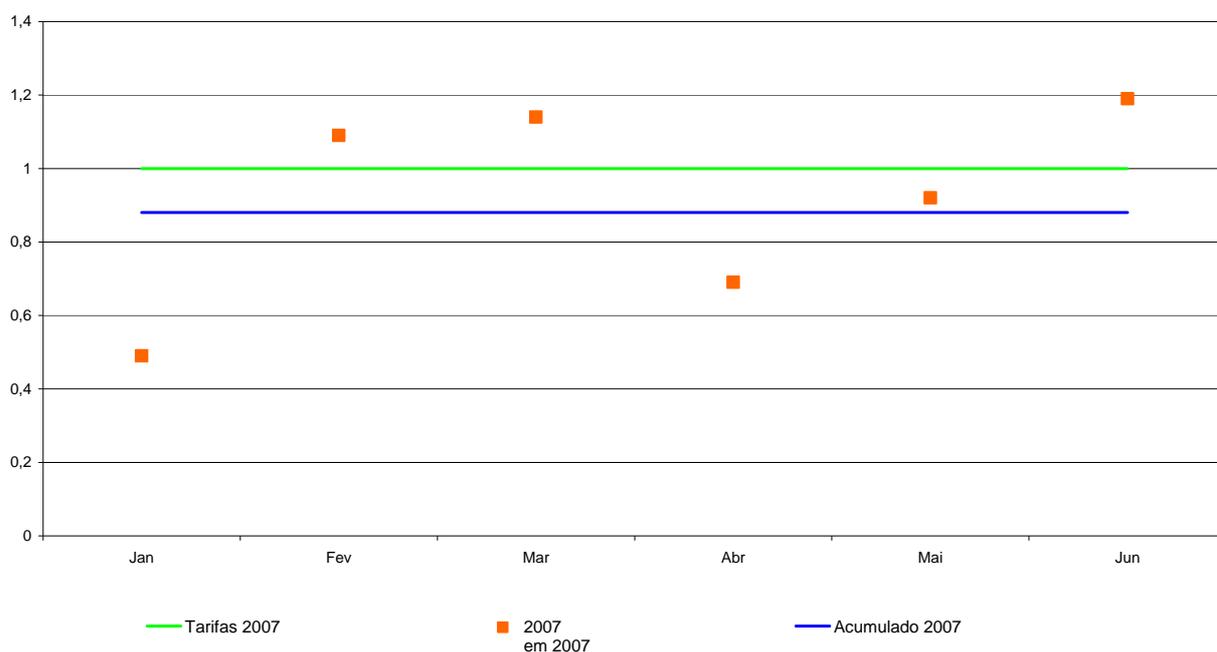
Unidade: GWh

	Tarifas de 2007 (1)	2007 em 2007 (2)	% ((2)-(1))/(1)
Centrais térmicas com CAE	8 086	9 019	12%
Aproveitamentos hidroeléctricos com CAE (sem bombagem)	5 819	5 949	2%
Saldo importador	0	582	-
PRE e EDIA	6 055	5 567	-8%
Parcela livre	1 957	864	-56%
Saldo Mercado regulado/Mercado livre	0	187	-
Total consumo dos clientes do Comercializador de Último Recurso	21 916	22 168	1%

Fonte: ERSE, REN

A maior produção dos aproveitamentos hidroeléctricos estimada para o primeiro semestre de 2007 face ao previsto nas tarifas verifica-se apesar da hidraulicidade verificada no primeiro semestre de 2007 ser inferior à hidraulicidade de um ano médio, como evidencia a Figura 7-4.

Figura 7-4 - Evolução da produtividade hidroelétrica



Fonte: REN

O aumento da produção das centrais térmicas face ao implícito nas tarifas de 2007 não se verifica na mesma proporção em todas as centrais.

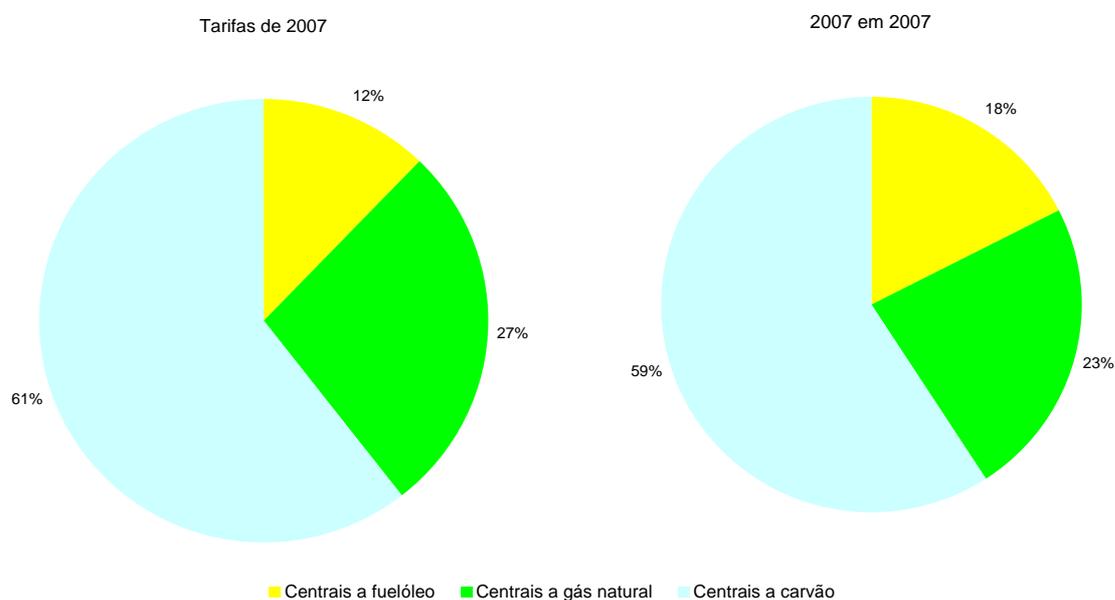
O Quadro 7-14 e a Figura 7-1 mostram que as centrais a fuelóleo, contribuem mais para a produção total das centrais térmicas estimada para o primeiro semestre de 2007, do que o previsto nas tarifas de 2007. O maior peso das centrais a fuelóleo ocorre em detrimento de uma diminuição do peso das centrais a carvão e, sobretudo, a gás natural.

Quadro 7-14 - Produção das centrais térmicas no primeiro semestre de 2007 implícitas nas tarifas de 2007 e estimadas em 2007

Unidade: GWh

	Tarifas de 2007 (1)	2007 em 2007 (2)	% ((2)-(1))/(1)
Carregado f	13	94	632,6%
Carregado g	23	0	-
Carregado	36	94	160%
Barreiro	36	58	62,5%
Tunes	0	0	-
Setúbal	942	1 453	54,3%
Sines	3 193	3 672	15,0%
Tejo Energia	1 701	1 731	1,7%
Turbogás	2 178	2 010	-7,7%
Total térmica	8 086	9 018	11,5%
Total térmica e hídrica (sem bombagem)	13 904	14 967	7,6%

Fonte: ERSE, REN

Figura 7-5 - Estruturas de produção no primeiro semestre de 2007 estimadas em 2007 e implícitas nas Tarifas 2007

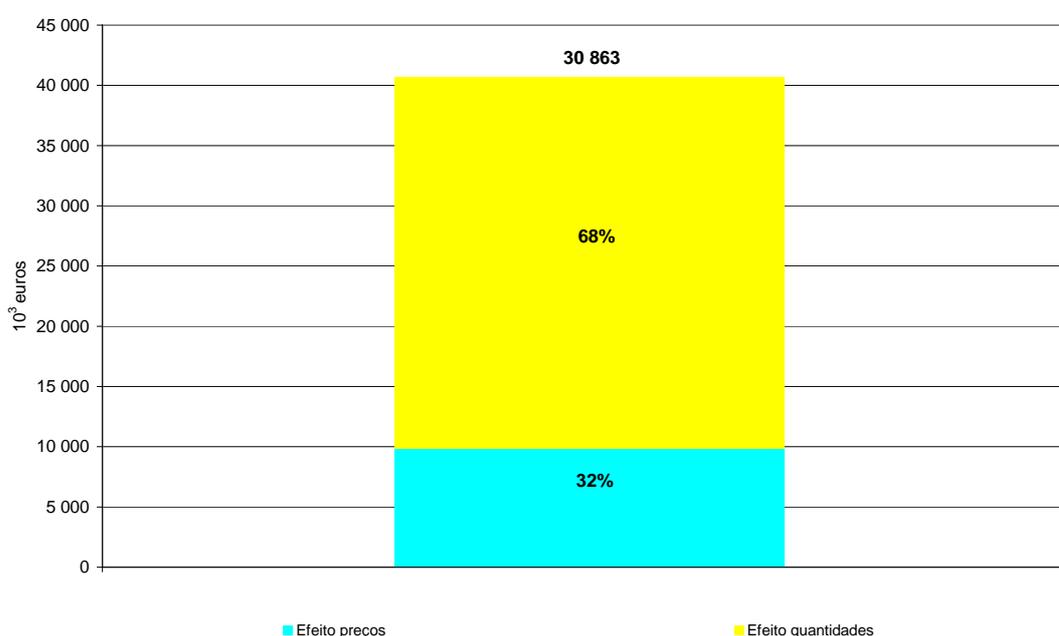
Fonte: ERSE, REN

De seguida, apresentam-se os impactes das quantidades produzidas pelas centrais térmicas e dos custos unitários de combustíveis, na diferença apurada entre os encargos de combustíveis nas estimativas para o primeiro semestre de 2007 e nas tarifas de 2007.

IMPACTE DAS QUANTIDADES PRODUZIDAS PELAS CENTRAIS TÉRMICAS E DOS CUSTOS UNITÁRIOS DE COMBUSTÍVEIS

A Figura 7-6 evidencia que o impacte das quantidades produzidas, “efeito quantidade”, contribuiu em 68%³³ para a diferença de 30,9 milhões de euros existente entre o encargo de combustível previsto para as tarifas de 2007 e o valor estimado para o primeiro semestre de 2007, enquanto que a variação dos custos unitários dos combustíveis, “efeito preço”, contribuiu em 32% para esta diferença.

Figura 7-6 - Impacte da estrutura de produção das centrais térmicas e da evolução dos custos de combustíveis



Fonte: ERSE, REN

3. CUSTOS DERIVADOS DA HIDRAULICIDADE

O mecanismo de correcção de hidraulicidade tem como objectivo regularizar a variação interanual dos encargos variáveis com a produção termoeléctrica e com a importação de electricidade, devido à irregularidade dos regimes hidrológicos. Os primeiros três meses de 2007 foram húmidos, caracterizados por um Índice de Produtibilidade Hidroeléctrica (IPH) de 1,14 o que significa que as afluências

³³ Registe-se que o aumento do peso das centrais a fuelóleo é amenizado pelo menor valor dos custos de produção destas centrais face ao previsto. Isto reflecte-se no facto da diferença entre as quantidades implícitas nas tarifas de 2007 e as quantidades estimadas para o primeiro semestre de 2007 ser ligeiramente superior à diferença entre o encargo de combustível implícito nas tarifas de 2007 e o encargo de combustível estimado para o primeiro semestre de 2007.

hidroeléctricas verificadas no território continental se situaram 14% acima da média das afluências registadas em períodos homólogos dos últimos anos.

De acordo com o estabelecido no Decreto-Lei n.º 338/91, de 10 de Setembro, pretende-se com o mecanismo de correcção de hidraulicidade reduzir a variabilidade dos custos com a produção de energia eléctrica. O diferencial de custos devido à variação da produção hidroeléctrica é calculado pela diferença entre o custo de produção obtido por simulação da exploração do sistema electroprodutor com o regime ocorrido, e o custo de referência, correspondente à média dos custos calculados por simulações efectuadas com os regimes hidrológicos verificados nos últimos 30 anos.

Em regime hidrológico seco, o custo real de produção é maior que o custo de referência, suportando o fundo de correcção de hidraulicidade este diferencial. Em regime húmido, ocorre uma situação inversa, incorporando o fundo a diferença entre o custo verificado e o custo de referência. Assim, até Março de 2007 devido ao regime hidrológico húmido foi considerado um custo de 8 938 milhares de euros.

4. IMPORTAÇÕES, EXPORTAÇÕES E DESVIOS DE ENERGIA ELÉCTRICA

No cálculo dos proveitos permitidos para tarifas, não se previram quaisquer valores nem para importações nem para exportações

Durante o 1.º trimestre de 2007 importaram-se 746 GWh, exportaram-se 154 GWh e ocorreram desvios na ordem dos 188 GWh. O montante líquido destas operações atingiu os 23 228 (33 221 - 9 993) milhares de euros.

5. LICENÇAS DE CO₂

De acordo com informação enviada pela REN, o custo com as licenças de CO₂ estimado para o 1.º semestre de 2007 ronda os 3 951 milhares de euros.

7.2 COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉCTRICA

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 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. O ajustamento resulta da aplicação deste diferencial a dois duodécimos da energia prevista fornecer pelo comercializador de último recurso durante o ano de 2007. O Quadro 7-15 explicita os valores considerados.

Quadro 7-15 - Cálculo do ajuste provisório na actividade CVEE

	Unidade	Valor
TVCF _{Jan 2007}	€/kWh	0,1113
TVCF _{Set 2007}	€/kWh	0,10793
Δ TVCF	€/kWh	0,00337
Quantidade anual prevista	GWh	40 117
Julho e Agosto	GWh	6 686
Ajustamento	10³ EUR	22 536

8 ESCLARECIMENTOS SOLICITADOS ÀS EMPRESAS

Neste capítulo sintetizam-se os pedidos de esclarecimentos dirigidos às empresas, relativamente ao ano de 2006, e as respectivas respostas por elas enviadas.

8.1 REN

1. Licenças de CO₂

Na demonstração de resultados de 2006 foram contabilizados como custos o montante de 12 142 milhares de euros e como proveitos 19 810 milhares de euros.

No documento “informação adicional 2006” referem um proveito de 7 834 milhares de euros.

QUESTÃO

Como se compatibilizam estes valores? Dos 19 810 milhares de euros qual o montante de excedentes de licenças de CO₂ do Pego e da Turbogás?

RESPOSTA DA REN

Os **custos** contabilizados em 2006, no montante de 12 142 milhares de €, aparecem repartidos pela EDP (1 960 milhares de €), Tejo Energia (10 178 milhares de €) e Turbogás (4 milhares de €), no quadro 17 do Relatório Sumário. Contudo, esta repartição está incorrecta. A desagregação correcta é: EDP = 5 116 milhares de €, Tejo Energia = 7 022 milhares de € e Turbogás = 4 milhares de €.

Por outro lado, a repartição por central, dos 19 810 milhares de € de **proveitos**, é: EDP = 10 016 milhares de €, Tejo Energia = -563 milhares de € e Turbogás = 10 357 milhares de €.

Em termos líquidos, durante o ano de 2006, registaram-se proveitos no montante de 7 668 milhares de €. Este valor não é comparável com os 7 834 milhares de € (ver Informação Adicional 2006), na medida em que este último diz respeito a uma estimativa de proveitos, resultante da valorização das licenças em excesso, ao preço de mercado, no final do exercício, e está incluído nos 19 810 milhares de €.

(Adicionalmente sugere-se a consulta do e-mail, sobre este mesmo tema, de 05/06/07.)

2. Quantidades ocorridas em 2006 afectas aos custos variáveis de AEE

Para a valorização do desvio de quantidades ao custo marginal necessitamos de informação mensal das quantidades ocorridas, em 2006, afectas aos custos variáveis de AEE. Para cálculo das tarifas de 2007 enviaram os valores até Agosto *inclusive*.

RESPOSTA DA REN

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	2006
Energia afecta a custos variáveis de AEE	3.044	2.710	2.451	2.058	2.393	2.480	2.840	2.497	2.610	2.317	2.267	2.756	30.423

3. Custos com interruptibilidade

Os custos com interruptibilidade contabilizados pela REN, em 2006, foram de 41 213 milhares de euros, contudo de acordo com informação enviada pela EDP distribuição estes custos ascendem a 42 256 milhares de euros.

Questão:

Existe alguma justificação para esta diferença de valores no montante de 1 043 milhares de euros?

RESPOSTA DA REN

A cadeia de facturação da interruptibilidade pode ser resumidamente descrita da seguinte forma:

Os clientes do SEN, com contratos de interruptibilidade, têm um desconto; valor que representa um custo para a EDP (42 256 Milhares de € (?));

A EDP transfere esse custo para a REN (41 213 Milhares de €) e a REN recupera-o através da tarifa UGS.

O valor que a REN apresentou nas contas reguladas foi o que lhe foi facturado pela EDP, tendo constituído um custo para a REN e um proveito para a EDP. O facto deste valor ser diferente do custo que a EDP apresenta nas suas contas, poderá dever-se a diferenças temporais na realização da facturação EDP / REN e EDP / clientes. Sugere-se que consultem a EDP sobre este tema.

4. Quantidades adquiridas à EDIA em 2006 e respectiva valorização.

Segundo o balanço de energia eléctrica entraram 138 GWh e saíram 84 GWh, o que resulta num valor líquido de 54 GWh, o qual inclui bombagem.

De acordo com as demonstrações de resultados os custos imputados à AEE e à GGS foram de 3 726 milhares de euros e de 1 087 milhares de euros, respectivamente.

Se as aquisições à EDIA tivessem sido valorizadas a 49 €/MWh na AEE e a 12€/MWh na GGS obtinham-se valores de energia de 76 GWh e de 90,6 GWh, respectivamente.

Questão:

Quais as quantidades líquidas efectivamente adquiridas à EDIA, excluindo a bombagem e quais os valores utilizados para a sua valorização?

RESPOSTA DA REN

Os valores monetários, apresentados nas contas reguladas de 2006, são previsionais.

A facturação definitiva ocorreu no final do 1º semestre de 2007 e teve por base valorizações para a energia emitida, serviços de sistema e bombagem, validadas pela ERSE (ver carta da ERSE de 11 de Junho de 2007).

A data em que esta solução foi acordada impossibilitou a consideração dos valores definitivos ainda nas contas de 2006. Só nas contas de Junho de 2007 é que se procedeu à anulação das previsões relativas a 2006 e ao registo da facturação definitiva. Em baixo apresentam-se os valores monetários e energéticos considerados para este efeito:

ALQUEVA - FACTURAÇÃO RELATIVA A 2006

	Jan-06	Fev-06	Mar-06	Abr-06	Mai-06	Jun-06
GWh						
Energia Emitida	13,6	5,2	9,4	9,3	8,7	15,0
Energia de Bombagem	2,2	2,4	3,9	0,2	0,6	4,0
Milhares de €						
AEE: Energia emitida	669,6	258,1	462,3	457,5	429,6	739,9
UGS: Serviços de sistema	166,2	64,1	114,7	113,6	106,6	183,6
AEE: Bombagem	-78,1	-85,9	-139,3	-7,5	-21,0	-143,0
Total	757,7	236,3	437,7	563,6	515,2	780,5

	Jul-06	Ago-06	Set-06	Out-06	Nov-06	Dez-06	TOTAL 2006
GWh							
Energia Emitida	11,4	13,8	13,9	13,0	14,1	10,2	137,6
Energia de Bombagem	4,3	2,3	12,9	16,7	22,6	9,3	81,2
Milhares de €							
AEE: Energia emitida	562,7	683,6	688,9	641,3	698,9	503,2	6.795,6
UGS: Serviços de sistema	139,7	169,7	171,0	159,2	173,4	124,9	1.686,5
AEE: Bombagem	-154,2	-80,9	-461,6	-599,3	-812,6	-332,3	-2.915,7
Total	548,2	772,3	398,3	201,2	59,7	295,8	5.566,4

5. Quantidades adquiridas aos PRE referentes aos resíduos sólidos urbanos, em 2006.

De forma a podermos continuar a série histórica agradecemos o envio das aquisições aos PRE referentes aos resíduos sólidos urbanos em quantidade e valor.

RESPOSTA DA REN

Em baixo apresenta-se um quadro com valores mensais, energéticos e contabilísticos, para os resíduos sólidos urbanos no ano de 2006.

		RSU's - 2006						
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	
Valorsul	Energia Activa (GWh)	28,3	26,1	26,1	27,4	4,6	24,5	
	Valor Monetário (Milhares de €)	2.177,8	1.979,8	1.995,3	2.101,1	314,0	1.874,3	
Lipor II	Energia Activa (GWh)	15,5	1,7	10,4	14,6	13,7	12,8	
	Valor Monetário (Milhares de €)	1.182,4	114,5	754,6	1.102,5	1.041,8	962,7	
		Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total 2006
Valorsul	Energia Activa (GWh)	30,2	29,8	26,5	22,1	28,4	30,2	304,2
	Valor Monetário (Milhares de €)	2.373,5	2.333,5	2.029,9	1.686,9	2.235,1	2.399,6	23.500,9
Lipor II	Energia Activa (GWh)	15,4	15,4	15,6	15,5	9,2	16,4	156,1
	Valor Monetário (Milhares de €)	1.184,7	1.182,3	1.197,5	1.203,6	677,7	1.292,0	11.896,3

6. Custos com compensação síncrona em 2006 e previsões para 2007 e 2008.

Os custos com compensação síncrona em 2006 foram de 124 mil euros. No entanto, para o cálculo das tarifas para 2006, o valor enviado pela REN foi de 932 mil euros.

Pela análise do quadro seguinte conclui-se que para esta redução contribuiu não só uma redução das quantidades mas também do valor unitário por MWh.

	2006 Tarifas	2006 Real
Total (10 ³ EUR)	932	124
Carregado	690	
Alto Mira		
Tunes	242	
Quantidade (GWh)	40	16,8
Custo unitário (€/MWh)	23,30	7,38

Em 2006 a REN previu que o custo com a compensação síncrona em 2007 seria de 957 mil euros. Na informação agora enviada, a REN estima para 2007 um valor nulo para estes custos.

Questões:

Qual a justificação para a diferença entre o preço médio previsto e o preço médio real?

Qual a justificação para um valor nulo em 2007?

RESPOSTA DA REN

O conceito de custo médio não se deveria aplicar à compensação síncrona porque:

- 1) Nas hídricas não existe qualquer pagamento pela utilização do serviço;
- 2) Nas térmicas, embora exista pagamento, o seu valor depende do número de horas e do número de passagens a compensador e não da energia consumida no serviço de compensação.

O valor previsto inicialmente para 2007 foi anulado porque:

- 1) Tunes - No final de 2006 foram definitivamente desclassificados os dois grupos que faziam compensação, por ter entrado em serviço a linha Tunes-Estói, facto que resolveu a necessidade de compensação em Tunes;
- 2) Carregado - O serviço deixou de se utilizar devido à entrada em serviço a pleno da central do Ribatejo e ao reforço da compensação estática na região da grande Lisboa.

8.2 EDA

8.2.1 QUESTÕES COMUNS ÀS 3 ACTIVIDADES

8.2.1.1 INVESTIMENTOS DO ANO DE 2006

Da análise aos valores dos investimentos efectuados pela EDA em 2006, constatam-se algumas discrepâncias entre os vários documentos enviados. Assim, nos quadros de movimentação do imobilizado da Norma Complementar 8, apurou-se para a EDA um total de investimentos de 42 132 milhares de euros, sendo 8 176 milhares de euros de investimentos em imobilizado incorpóreo e 33 957 milhares de euros em imobilizado corpóreo. Os valores constantes do Anexo às Demonstrações Financeiras do Relatório e Contas de 2006, mencionam na nota 10 um valor de 33 815 milhares de euros para investimento em imobilizado corpóreo. Por outro lado, o quadro “Resumo EDA” constante da Norma Complementar 15 menciona um total de investimento em imobilizado corpóreo, para 2006, de 30 446 milhares de euros. Tais factos podem observar-se no seguinte quadro:

Investimento 2006 - Custos directos

Rubricas	AGS	DEE			CEE			TOTAL (a)	Relatório e Contas 2006 - Nota 10 do Anexo às Demonstrações Financeiras (b)	*Norma 15 - Norma 15_ Ex_ Orç_ Q04_ Q 09_ Q12* Resumo EDA (c)
		AT	MT	BT	AT	MT	BT			
		Quadros de investimentos da Norma Complementar 8								
Unidade: 10 ³ euros										
IMOBILIZADO INCORPÓREO										
Despesas de instalação	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outros	8 176	0	0	0	0	0	0	8 176	8 176	
Total (1)	8 176	0	0	0	0	0	0	8 176	8 176	
IMOBILIZADO CORPÓREO										
Terrenos e Recursos Naturais	0	0	24	0	0	0	0	24	24	
Edifícios e Outras Construções	0	0	0	44	0	0	0	44	44	
Equipamento Básico	67	0	278	3 095	0	0	0	3 439	3 439	
Equipamento de Transporte	20	0	0	165	0	0	0	185	185	
Ferramentas e Utensílios	218	1	93	97	2	26	0	437	438	
Equipamento Administrativo	91	1	61	84	2	51	0	290	292	
Diferenças Câmbio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Outro Imobilizado Corpóreo	7	0	8	8	0	1	0	23	23	
Imobilizado em Curso	11 582	1 580	7 696	7 396	0	307	954	29 514	29 370	
Total (2)	11 985	1 581	8 160	10 888	0	310	1 032	33 957	33 815	30 446
TOTAL GERAL (1) + (2)	20 161	1 581	8 160	10 888	0	310	1 032	42 132	41 991	

Solicita-se a indicação dos valores correctos a considerar, bem como a alteração dos quadros das Normas que não se encontram em conformidade.

RESPOSTA DA EDA:

Norma 15 vs Norma 8:

Imobilizado Curso	Inv CD 2006 Norma 15	Inv CD Norma 8	Dif	Notas
P	11.581.578,55	11.581.578,55	0,00	
DAT	1.579.414,59	1.579.811,40	-396,81	
DMT	7.689.576,70	7.695.719,89	-6.143,19	
DBT	7.396.253,61	7.396.253,61	0,00	
CMT	306.588,87	306.588,87	0,00	
CBT	953.755,37	953.755,37	0,00	
Total	29.507.167,70	29.513.707,70	-6.540,00	(A)

Aquisições Directas	Inv CD 2006 Norma 15	Inv CD Norma 8	Dif	Notas
Total Aq. Directas	939.302,93	1.027.879,12	-88.576,19	(B)
Total Inv Norma 15	30.446.470,63	30.541.586,82	-95.116,19	
Comparticipações espécie	0,00	3.414.915,21	-3.414.915,21	(C)
Total Mov Imob Corp.	30.446.470,63	33.956.502,03	-3.510.031,40	

Nota: A coluna "Inv CD 2006 Norma 15", inclui custos com Estudos, Projectos e Outros, em conformidade com a repartição apresentada na folha "INE", do ficheiro "Norma 15 Ex_Orç_Q04_Q09_Q12_v2.xls"

(A) A diferença entre o investimento realizado a Custos Directos reflectido na Norma 15 e o resultante dos mapas de movimentação de imobilizado da Norma 8 resulta de anulações em ordens de investimento de custos relativos a anos anteriores nas seguintes obras:

- CONSTR. LINHA TRANSPORTE 30 KV SEGT-SEQR (ilha Terceira);
- REF. SIST. PROT. REDE TRANSP. TERCEIRA (ilha Terceira);
- M. CELA 30KV P/LIG. LINHA 30KV SEGT-SEVB (ilha Terceira);
- REACTÂNCIAS DE NEUTRO SE DE VINHA BRAVA (ilha Terceira);
- REC. LINHA 60 KV SELG-SEMF (ZONA SEMF) (ilha São Miguel).

O Investimento do ano na Norma 15 encontra-se subavaliado em 6,5 mil euros pelo acima exposto.

(B) O acompanhamento da execução orçamental que constitui a base para a produção dos Quadros da Norma 15 é efectuado no módulo de contabilidade analítica através de ordens de investimento. A diferença entre o investimento realizado a Custos Directos reflectido na Norma 15 e o resultante dos mapas de movimentação de imobilizado da Norma 8 ao nível das aquisições directas resulta do facto de terem existido movimentos não registados em ordens de investimento. No caso concreto respeitam à imobilização de peças de reserva que constituem stock de segurança dos equipamentos em funcionamento e ao pagamento de terrenos e respectivas escrituras. Estes últimos, dado o distanciamento temporal entre a compra e o início da obra também não são registados em ordens de investimento.

(C) O acompanhamento da execução orçamental que constitui a base para a produção dos Quadros da Norma 15 é efectuado no módulo de contabilidade analítica através de ordens de investimento. Por não se tratarem de investimentos realizados pela empresa, as participações em espécie não têm uma ordem de investimento associada. Esta natureza de investimento não é orçamentada pela EDA, pelo que a sua execução não é acompanhada em termos orçamentais.

Para comparar o investimento total presente na Norma 15 com os Mapas de movimentação de imobilizado da Norma 8 é necessário adicionar o valor das cedências de infra-estruturas, que no ano de 2006 ascenderam a 3 415 mil euros.

Norma 8 vs Relatório e Contas 2006 - Nota 10:

Imobilizado Curso	Inv CD Norma 8	R.C. 2006 Nota 10	Dif	Notas
Terrenos e Recursos Naturais	24.342,82	24.342,00	0,82	
Edifícios e Outras Construções	43.958,00	43.959,00	-1,00	
Equipamento Básico	3.439.422,75	3.439.423,00	-0,25	
Equipamento de Transporte	184.591,91	184.592,00	-0,09	
Ferramentas e Utensílios	437.072,47	438.190,00	-1.117,53	(A)
Equipamento Administrativo	290.077,17	291.668,00	-1.590,83	(A)
Diferenças Câmbio	0,00	0,00	0,00	
Outro Imobilizado Corpóreo	23.329,21	23.329,00	0,21	
Imobilizado em Curso	29.513.707,70	29.369.920,00	143.787,70	(B)
Total	33.956.502,03	33.815.423,00		

(A) A diferença entre a movimentação de imobilizado presente nos quadros da norma 8 resulta da alocação de aquisições directas de imobilizado a Actividades Não Energia. De acordo com o referido no ponto 6, do anexo ao Relatório "Contas Reguladas – Regulamento Tarifário, Artigo 161, nº2", os bens adquiridos no ano, que foram classificados como *overheads* às actividades desempenhadas pelo pessoal da empresa, seguiram a distribuição das amortizações do exercício por área de negócio e nível

de tensão da conta POC onde se inserem. Tendo em conta que são desempenhadas actividades não relacionadas com energia, uma parcela das aquisições de imobilizado é afecto a Actividades não Reguladas.

(B) O valor relativo a aumentos a custos técnicos presentes na Nota 10 do Anexo às Demonstrações Financeiras da empresa encontra-se deduzido de 143, 8 mil relativos a custos registados em 2005 como investimento mas retirados em 2006 de imobilizado em curso para exploração. Nos quadros relativos à movimentação de imobilizado, este valor encontra-se incluído na coluna de regularizações dado não ser relativo a movimentos do ano.

8.2.1.2 INVESTIMENTOS NÃO DESAGREGADOS DE 2006

O ficheiro “Norma 15_Ex_Orç_Q04_Q09_Q12” apresenta duas folhas com os valores dos investimentos designados pela EDA de “Não desagregados” (folhas “NDE” e “INE”). Enquanto a folha “NDE” compreende a listagem dos referidos investimentos, desagregados por naturezas (componente de TPE e investimento directo), a folha “INE” menciona a imputação desses investimentos pelas várias Actividades Reguladas da EDA (AGE, DEE e CEE). No entanto, verifica-se que o valor não é coincidente, como se pode observar no quadro apresentado de seguida:

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 E 2007 A REPERCUTIR EM 2008

Esclarecimentos solicitados às empresas

Unidade: Euros

INVESTIMENTOS - NÃO DESAGREGADOS	Quadro da folha folha"NDE" (a)	Quadro da folha folha"INE" (b)	Diferenças (a)-(b)
	Total do Investimento Realizado		
Designação			
ESTUDOS, PROJECTOS E OUTROS	4 016 840	4 156 841	-140 001
CONST. EDIFÍCIO NO CAMINHO DA LEVADA	1 330 831	1 385 494	-54 664
CONSTR. E REMOD. SE LEVADA	0	0	0
CONSTRUÇÃO DA NAVE EDIFÍCIO CAMINHO DA LEVADA	-81 758	-83 453	1 695
REMODELAÇÃO CABLAGEM EDIF. HORTA	0	197	-197
CONSTRUÇÃO DO ARMAZÉM DA TERCEIRA	0	0	0
SISTEMA DE ARQUIVO DA EDA - FOROS	0	0	0
CONSTR. MURO SUPORTE INST. EDA-NORDESTE	3 776	3 875	-99
BENEFICIAÇÃO DE IMÓVEIS EDA	0	0	0
VEDAÇÃO DO PARQUE DE BOBINES - GRACIOSA	11 491	11 793	-302
REPARAÇÃO DO ARMAZEM CENTRAL	15 056	15 452	-395
CONSERVAÇÃO DAS INSTALAÇÕES DA APROV	0	0	0
CONS. NAVE EDIFÍCIO CAM DA LEVADA 1ª TR	411 105	423 641	-12 536
BENEFICIAÇÃO DAS INSTALAÇÕES DA SJGDI	0	559	-559
ADAPTAÇÃO DA CTAHE PARA O TERDI	0	1 726	-1 726
EST./PROJ. P/ IMPL. DESP. CENTRAL EM SMG	1 444 285	1 486 529	-42 244
REM. INTEGRADA DA ID. CORP. - GRUPO EDA	0	0	0
IMPLEM. PROC. UNBUNDLING CONTABILÍSTICO	317 804	326 296	-8 492
SISTEMA DE GESTÃO DE PROCESSOS - S.G.P.	0	0	0
RASTREIO DE PCB'S EM PT	0	0	0
CEMC - CENÁRIOS DO MERCADO CARBONO	0	0	0
SISTEMA DE MONITORIZAÇÃO DE QUALIDADE DE ENERGIA	172 435	178 683	-6 248
MELHORIA FUNC. E IMAGEM C. ATENDIMENTO	29 368	32 025	-2 657
SISTEMA DE INFORMAÇÃO COMERCIAL SAP-ISU	0	0	0
UPGRADE MP5	0	28	-28
REORGANIZAÇÃO DO ARQUIVO GERAL	0	0	0
UNIF. DO SIST. DE LEITURAS DAS CENTRAIS	77	79	-2
IMPLEMENTAÇÃO DO SIG	34 582	36 763	-2 181
SIST. GESTÃO DE INDISPONIBILIDADES	158 364	162 746	-4 382
SISTEMA AUTOMÁTICO DE ATENDIMENTO TELEFÓNICO	1 368	1 404	-36
AUDITORIAS E ACOMPANHAMENTO ON JOB	0	0	0
SISTEMA DE GESTÃO DE PROCESSOS - S.G.P.	0	0	0
RASTREIO DE PCB'S EM PT	0	0	0
CMGEE - CONCEPÇÃO DA MONITORIZAÇÃO GEE	0	0	0
CEMC - CENÁRIOS DO MERCADO CARBONO	0	0	0
TRANSF. CENTRO DE PROCESSAMENTO DE DADOS	0	0	0
PLANO DIRECTOR DE SISTEMAS	0	0	0
IMPLEMENTAÇÃO DO LCS " Live Communication Server "	0	0	0
IMPLEMENTAÇÃO DO BIZTALK	0	0	0
IMPLEMENTAÇÃO DE TECNOLOGIA WIRELESS	0	0	0
IMPLEMENTAÇÃO VoIP	0	0	0
MICROSOFT PROJECT SERVER	0	0	0
ESTUDOS AMBIENTAIS	0	0	0
APROV. TÉRMICO - ÓLEO E BORRAS COMBUST.	0	0	0
REESTRUTURAÇÃO REDE AGENTES DE COBRANÇA	0	0	0
INVENTÁRIO DA REDE ELÉCTRICA DA EDA	31 222	32 042	-820
PLANO PROMOÇÃO DESEMPENHO AMBIENTAL	0	0	0
ARQ. GERAL E IMPL. FRAMEWORK WEB P/ INT.	0	0	0
SISTEMA DE GESTÃO DE DESEMPENHO	44 406	45 573	-1 166
SIST. REPORTE E GESTÃO DE ACTIV. 2ª FASE	216	222	-6
AFERIÇÃO DE CONTADORES E TANQUES	21 905	22 480	-575
BENEF. SIST. PROTECÇÕES ELÉTRICAS PICO	0	0	0
ADAP ESCAPES E MONIT EMISSÕES GAS G TERM	11 663	11 969	-306
NOVO MODELO FUNÇÃO COMPRAS	53 967	55 384	-1 417
CONSTRUÇÃO DA LOJA DA RIBEIRA GRANDE	4 676	5 170	-494
CONSTRUÇÃO DA LOJA DA PRAIA DA VITÓRIA	0	164	-164

Solicita-se a indicação dos valores correctos a considerar, bem como a alteração dos quadros das Normas que não se encontram em conformidade.

RESPOSTA DA EDA:

A diferença exposta resulta do facto de, por lapso, na folha "INE" relativa aos investimentos não desagregados estarem incluídos os encargos financeiros imputados às ordens de investimento. Foi também detectado que os subtotais e totais relativos aos investimentos realizados na ilha das Flores não se encontravam correctos. Enviamos em anexo versão corrigida da Norma 15, (ficheiro “**Norma 15 Ex_Orç_Q04_Q09_Q12_v2.xls**”).

8.2.1.3 CUSTOS E PROVEITOS FINANCEIROS

No quadro “N7-15-EDA (enc.fin.)” os valores dos custos e proveitos financeiros para 2006 não reflectem a totalidade dos montantes da Demonstração dos Resultados, ao contrário do que acontece com os valores mencionados para 2005.

O quadro seguinte sintetiza a informação enviada pela empresa, com a comparação com os valores indicados no Relatório e Contas de 2006:

Custos e Proveitos FinanceirosUnidade: 10³ euros

Rubricas	Relatório e contas (Nota 45 do anexo) (a)		Informação das Normas (b)								Diferença (a)-(b)	
			2005				2006					
			2005	2006	Total	AGS	DEE	CEE	Total	AGS		
Custos Financeiros	8 496,8	9 709,2	8 496,8	4 221,7	4 148,0	127,1	9 619,1	4 957,4	4 361,7	300,0	0,0	90,1
Juros	7 796,3	9 064,8	5 153,5	2 560,4	2 515,6	77,5	5 404,3	2 786,7	2 449,3	168,2	2 642,8	3 660,5
Diferenças de câmbio	0,1		0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Outros custos e perdas financeiras	700,4	644,4	3 343,2	1 661,3	1 632,3	49,7	4 214,8	2 170,7	1 912,4	131,7	-2 642,8	-3 570,4
Proveitos Financeiros	5 261,0	6 733,3	5 261,0	3 704,7	1 241,8	314,5	5 828,7	4 479,1	790,3	559,3	0,0	904,6
Juros	1 847,5	469,8	625,1	440,2	147,6	37,4	2 483,7	1 363,3	594,0	526,3	1 222,3	-2 013,9
Diferenças de câmbio			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Compensação atraso pagamentos			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Juros de diferimentos de cobranças			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ganhos em empresas do Grupo	2 434,6	3 259,1	2 434,6	1 714,4	574,7	145,5	2 664,7	2 664,7	0,0	0,0	0,0	594,4
Outros proveitos financeiros	978,9	3 004,4	2 201,2	1 550,1	519,6	131,6	680,3	451,0	196,3	33,0	-1 222,3	2 324,1
TOTAL	-3 235,8	-2 975,9	-3 235,8	-517,0	-2 906,1	187,3	-3 790,4	-478,3	-3 571,4	259,3	0,0	904,6

Solicita-se a indicação dos motivos para diferenças encontradas.

RESPOSTA DA EDA:

A base estrutural da Solução de *Unbundling* Contabilístico assenta na identificação e definição das Actividades de Negócio (AN's) da empresa, numa lógica de Cadeia de Valor, considerando as definições estabelecidas no contexto de regulação, promovendo a definição clara das fronteiras de responsabilidade e das áreas de actuação de cada uma delas, suportando, igualmente, a preparação de informação por Actividade de Negócio.

Neste contexto, a EDA presta outro tipo de serviços, não directamente relacionados com a sua actividade principal, que se apresentam como consumidores de recursos e geradores de proveitos e que, por esse motivo, devem ser autonomizados, de forma a não influenciar ou enviesar a análise realizada às actividades *core* da EDA.

O valor constatado na rubrica Custos e Perdas Financeiros (2006), presente no quadro “**N7-15-EDA (enc. fin.)**”, difere do montante apresentado na Demonstração de Resultados da EDA em **90 129 €** fruto dessa quantia corresponder a custos com origem nas Actividades não Energia (ANE). No ponto 7.2 do Relatório “*Contas Reguladas – Regulamento Tarifário, Artigo 161, nº2*”, (pág.108), referente aos “Custos da ANE por Natureza de Custo”, este valor é espelhado na respectiva conta de custos. Pelo mesmo motivo, justifica-se a diferença de **904 624 €** no que diz respeito aos Proveitos e Ganhos Financeiros.

Como referenciado no Relatório entregue, as ANE englobam os seguintes serviços:

→ **Serviços Prestados a Empresas do Grupo** - engloba todos os custos e proveitos relacionados com a prestação de Serviços de suporte a empresas do grupo ou a outras entidades externas;

→ **Participações Financeiras** – engloba todos os custos e proveitos relacionados com os investimentos financeiros em empresas que desenvolvem actividades não relacionadas com o negócio *core* da EDA (Produção, Distribuição e Comercialização de Energia Eléctrica).

Em anexo, segue um ficheiro denominado “*RG-Detalhe de Natureza Contabilística AN.xls*” com a especificação das sub contas associadas às rubricas em questão, onde se espelham os custos e proveitos associados às ANE.

Relativamente ao ano de 2005, o processo de apuramento de resultados não nos permitia distinguir, com o nível de pormenor agora conseguido, os montantes associados aos custos e proveitos financeiros, relativos às Actividades não Energia.

8.2.1.4 CUSTOS DE ESTRUTURA POR ÁREA DE NEGÓCIO

O quadro da “N8-41-EDA (enc. estrut.)” que consta da Norma complementar 8, apresenta valores para 2006 que parecem não estar de acordo com os mesmos pressupostos utilizados nos anos anteriores.

Assim, o quadro constante da Norma Complementar 8, como se pode observar de seguida, apresenta uma disparidade acentuada entre os valores de 2005 e de 2006:

Quadro N8-41 - EDA - Custos de Estrutura Por Área de Negócio

Unidade: 10³ euros

Rubricas	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema		Distribuição de Energia Eléctrica		Comercialização de Energia Eléctrica	
	Ano Anterior 2006	Ano 2005	Ano Anterior 2006	Ano 2005	Ano Anterior 2006	Ano 2005
Custos e perdas operacionais						
Combustíveis, lubrificantes e outros	56 422	5	43	13	0	1
Fornecimentos e serviços externos	3 041	861	4 911	1 340	2 760	474
Custos com o pessoal	10 784	3 307	11 122	4 116	3 008	1 794
Amortizações	10 348	1 014	8 896	1 039	657	33
Provisões	10	21	6	0	56	0
Impostos	223	80	269	79	29	45
Outros custos e perdas operacionais	179	5	259	6	7	3
Custos e perdas extraordinários	37	82	11	114	3	36
Total	81 045	5 375	25 516	6 708	6 518	2 386

Solicita-se a revisão dos valores mencionados ou, no caso dos mesmos se encontrarem correctos, a justificação para o elevado crescimento entre os anos de 2005 e 2006.

RESPOSTA DA EDA:

Com a implementação do processo de *Unbundling* contabilístico (na óptica do *Activity Based Costing*), pretende-se custear processos realizados pela organização, independentemente da responsabilidade dos custos, ou seja, o ABC promove a visão organizacional baseada no processo. Neste contexto, o apuramento de resultados não tem em conta o conceito de encargos de estrutura, utilizado até 2005.

O preenchimento do quadro “N8-41-EDA (enc. estrut.)”, por lapso, foi efectuado de forma incorrecta. Contudo, uma nova abordagem, julgamos nós, terá de ser realizada neste âmbito. A base da informação a disponibilizar terá de ter em conta o conceito de Custo Comum Geral (abordado no Relatório, “*Contas Reguladas – Regulamento Tarifário, Artigo 161, nº2*”, no ponto 2.5.1.5), que de facto difere dos pressupostos utilizados para o preenchimento do referido quadro, até 2005.

De forma genérica, os Custos Comuns são elementos receptores de todos os Recursos e Actividades para os quais não é possível estabelecer uma relação directa com os serviços prestados por cada actividade de negócio. Especificamente, os Custos Comuns Gerais, agregam todos os custos para os quais não foi possível determinar uma relação causa-efeito com as dimensões do modelo (Actividades, Equipamentos ou Serviços), nem uma relação de causalidade com uma Actividade de Negócio, em particular, dada a natureza transversal desses custos.

Deste modo, a tabela abaixo apresentada reflecte os dados contidos nos diversos pontos do Relatório, “*Contas Reguladas – Regulamento Tarifário, Artigo 161, nº2*”, referentes à temática dos Custos Comuns, servindo igualmente de base, para o preenchimento do quadro 41 da Norma 8.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 E 2007 A REPERCUTIR EM 2008

Esclarecimentos solicitados às empresas

CUSTOS COMUNS GERAIS								
Deduzidos de TPE								
CUSTOS DE ESTRUTURA 2006	AGS		DEE		CEE		TOTAL	
	Directos	Específicos	Directos	Específicos	Directos	Específicos	Directos	Específicos
Custo das Merc. Vendidas e das Mat. Consumidas	1.618	0	1.603	0	366	0	3.587	0
Fornecimentos e Serviços Externos	462.147	897	457.827	889	104.641	203	1.024.616	1.990
Impostos	24.731	627	24.500	621	5.600	142	54.830	1.391
Custos com Pessoal	1.425.685	231	1.412.358	228	322.808	52	3.160.850	511
Outros Custos e Perdas Operacionais	29.258	0	28.984	0	6.625	0	64.867	0
Amortizações do Exercício	186.487	6	184.744	6	42.225	1	413.456	14
Provisões do Exercício	0	0	0	0	0	0	0	0
Custos e Perdas Financeiros	-26.467	1.832	-26.219	1.815	-5.993	415	-58.679	4.062
Custos e Perdas Extraordinários	7.865	10	7.792	10	1.781	2	17.438	22
	2.111.324	3.604	2.091.588	3.570	478.053	816	4.680.965	7.989
	2.114.928		2.095.158		478.869		4.688.955	

Os “encargos de estrutura”, em 2006, apresentar-se-iam da seguinte forma:

Quadro N8-41 - EDA - Custos de Estrutura Por Área de Negócio

10³ euros

Rubricas	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema		Distribuição de Energia Eléctrica		Comercialização de Energia Eléctrica	
	Ano Anterior 2006	Ano 2005	Ano Anterior 2006	Ano 2005	Ano Anterior 2006	Ano 2005
Custos e perdas operacionais						
Combustíveis, lubrificantes e outros	2	5	2	13	0	1
Fornecimentos e serviços externos	463	861	459	1.340	105	474
Custos com o pessoal	1.426	3.307	1.413	4.116	323	1.794
Amortizações	186	1.014	185	1.039	42	33
Provisões	0	21	0	0	0	0
Impostos	25	80	25	79	6	45
Outros custos e perdas operacionais	29	5	29	6	7	3
Custos e perdas extraordinários	8	82	8	114	2	36
Total	2.139	5.375	2.121	6.708	485	2.386

Nota: Valores líquidos de TPE. Não estão incluídos os encargos financeiros. Para o ano de 2006, os valores constantes no quadro resultam dos Custos Comuns Gerais apurados, excluindo Proveitos Comuns.

8.2.1.5 VENDAS DE ENERGIA ELÉCTRICA

A EDA apresenta valores de vendas de energia eléctrica para 2006, diferentes em alguns dos documentos enviados. Os quadros seguintes resumem os valores apresentados:

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 E 2007 A REPERCUTIR EM 2008

Esclarecimentos solicitados às empresas

Tipos de Clientes	Norma complementar 8 - Quadro N8-33a36- AGSRAA vend valor				Norma complementar 7 - Quadro N7- 07-EDA (DR)	Relatório e Contas 2006 - Nota 44 do Anexo às Demonstrações Financeiras	Diferença
	Potência	Energia activa	Energia reactiva	Total (a)			
Vendas a clientes finais fornecidos em MT e facturados em MT	4 510	20 056	473	25 039			
Vendas a clientes finais fornecidos em BT e facturados em MT				0			
Vendas a clientes finais fornecidos em BTE e facturados em BTE	648	1 816	56	2 520			
Vendas a clientes finais fornecidos em MT e facturados em BTE				0			
Vendas a clientes finais em BTN (>20,70 kVA) Tri-Horária	367	2 031		2 398			
Vendas a clientes finais em BTN (>20,70 kVA) Organismos	107	1 391		1 498			
Vendas a clientes em BTN (>20,70 kVA) Outros consumidores	639	7 187		7 826			
Vendas a clientes em BTN (>20,70 kVA)				0			
Pessoas colectivas de utilidade pública				0			
Vendas a clientes em BTN (>20,70 kVA)				0			
Instituições de assistência e beneficência				0			
Vendas a clientes finais em BTN (<20,70 kVA)	9 333	29 420		38 753			
Vendas a clientes finais em BTN (<20,70 kVA)				0			
Pessoas colectivas de utilidade pública				0			
Vendas a clientes finais em BTN (<20,70 kVA)				0			
Instituições de assistência e beneficência				0			
Vendas a clientes finais em BTN (<20,70 kVA)				0			
Organismos	149	464		613			
Vendas a clientes finais em BTN (<20,70 kVA)				0			
Indústria e Agricultura				0			
Vendas a clientes finais em BTN (<20,70 kVA)				0			
Outros consumidores				0			
Vendas[1] a clientes finais em BTN (> 20,70 kVA)				0			
Sazonais, periódicos ou temporários				0			
Vendas[1] a clientes finais em BTN (< 20,70 kVA)				0			
Sazonais, periódicos ou temporários				0			
Vendas[1] em BT - Iluminação Pública		1 875		1 875			
TOTAL	15 753	64 240	529	80 522	80 924	80 924	-402

Nível de tensão	Norma complementar 8 - N8-02-EDA (vendas resumo)			
	Potência	Energia activa	Energia reactiva	Total (a)
Média Tensão	4 040	18 886		22 925
Baixa Tensão (BTE+BTN)	11 669	38 063		49 732
Iluminação Pública	0	1 701		1 701
TOTAL	15 709	58 650		74 358

Solicita-se a indicação dos valores correctos a considerar.

RESPOSTA DA EDA:

Verificamos que ao nível do quadro N8 – 02 da Norma complementar 8, ocorreram falhas de actualizações de ficheiros, devendo ser substituído pelo seguinte:

Quadro N8-02 - EDA - Vendas de energia eléctrica a clientes finais do SEPA

Ano Anterior
t-2Unidade: 10³ euros

Rubricas	Tipo de cliente final				TOTAL
	AT	MT	BT	IP	
Vendas^[1] de Energia Eléctrica		25.015	53.685	1.894	80.594
Clientes Finais ^[2]		25.015	54.347	1.894	81.257
Energia		20.529	42.847	1.875	65.251
Potência		4.510	11.424		15.934
Energia a facturar		-24	76	19	72
Descontos ^[3]			663		663

Notas:

^[1] - Valores sem IVA^[2] - Valores antes da aplicação de descontos^[3] - Desagregado por tipo de desconto

TTF		296	34		329
-----	--	-----	----	--	-----

O valor total de vendas é de 80 924 mil euros, incluindo 329 mil euros de termo tarifário fixo de MT e BTE, não previsto neste quadro da norma.

O valor apresentado no quadro N8 – 33a36 é de 80 523 mil euros, sendo que o valor total de *Vendas a clientes em BTN (>20,70 kVA) Outros consumidores* é de 7 827 mil euros e não os 7 826 mil euros apresentados no quadro que nos foi remetido. Esta diferença é consequência de arredondamentos.

O valor total destes quadros difere em 401 mil euros dos valores apresentados no quadro N7-07 da Norma complementar 7 e no Relatório e Contas 2006. Esta diferença é resultante da soma do valor de termo tarifário fixo MT e BTE (329 mil euros) e do valor de Energia a facturar (72 mil euros) que não estão contemplados nos quadros N8 - 33a36.

8.2.1.6 PRESTAÇÕES DE SERVIÇOS

A EDA apresenta no quadro “N7-07-EDA (DR)” da Norma complementar 7 o valor de 748 milhares de euros na rubrica de prestações de serviços. Na nota 44 do Anexo às Demonstrações Financeiras do Relatório e Contas de 2006, as prestações de serviços são desagregadas da seguinte forma:

Unidade: 10³ euros

Prestações de serviços de electricidade	816
Prestações de serviços de outros	1 910

Partindo do pressuposto que a EDA apenas considera nos mapas enviados os custos e proveitos relacionados com as actividades de Produção, Distribuição e Comercialização de energia eléctrica, o valor a considerar não deveria ser de 816 milhares de euros e não de 748 milhares de euros?

RESPOSTA DA EDA:

A análise às sub contas da natureza de proveitos “Prestações de Serviços”, permite-nos aferir que existe um valor de **68 161 €** inscrito na rubrica “72600000 – Emissão Cobrança Recibos Rádio Difusão Portuguesa”, considerado contabilisticamente, no Anexo às Demonstrações Financeiras, como proveito relacionado com o negócio de fornecimento de energia e potência e/ ou serviços conexos. Contudo, no âmbito do processo de *Unbundling* Contabilístico e apuramento de resultados, concluímos que o referido montante, pela sua natureza, insere-se no contexto das Actividades não Energia.

Por este facto, conforme consta do documento “*Contas Reguladas – Regulamento Tarifário, Artigo 161, nº2*”, as quantias a considerar para os referidos agregados são as que abaixo se apresenta:

Prestações de serviços de electricidade	748 004 €
Prestações de serviços de outros	1 978 049 €

8.2.1.7 SUBSÍDIOS AO INVESTIMENTO

Os quadros da norma 8 “N8-15-AGSRAA (subsíd. invest)”, “N8-22-DEERAA (subsíd. invest.)” e “N8-29-CEERAA (subsíd.)” apresentam os valores de movimentação contabilística dos Subsídios ao Investimento, por actividade, que se resumem no quadro apresentado de seguida:

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 E 2007 A REPERCUTIR EM 2008

Esclarecimentos solicitados às empresas

Unidade: 10³ euros

Rubricas	Valor Bruto Saldo Inicial (1)	Comparticipações do ano			Amortização Acumulada Saldo Inicial (5)	Amortização do Exercício (6)	Regularizações (7)	Valor Líquido Saldo Final (8) = 1+2+3+4-5-6+7
		Em Espécie (2)	Financeiras					
			Fundos Comunitários (3)	Clientes (4)				
Aproveitamentos endógenos	197	0	0	0	44	0	-152	0
Hídricos	197				44		-152	
Geotérmicos	0				0		0	
Eólicos	0				0		0	
Outros	0				0		0	
Centrais térmicas	39 973		444		12 402	2 052	5 991	31 955
Outros Equipamentos Básicos	183				123		-60	
	0				0			
Total AGS	40 353	0	444	0	12 569	2 052	5 779	31 955
Distribuição em AT	0	0	0	0	0	0	960	960
Subestações							0	0
Linhas de Transporte							960	960
Linhas de Distribuição							0	0
Postos de Corte e Seccionamento							0	0
Centros de Controlo e Telemedida							0	0
Outros Equipamentos Básicos							0	0
Distribuição em MT	24 715	278	0	417	6 818	562	-3 253	14 777
Subestações	2 219				708	148	2 678	4 041
Linhas	22 000	278		417	5 914	396	-6 124	10 261
Postos de Corte e Seccionamento	305				86	8	6	218
Centros de Controlo e Telemedida	132				65	10	200	257
Outros Equipamentos Básicos	59				46		-13	
	0				0			
Distribuição em BT	34 177	3 137	0	1 010	10 051	1 255	-4 086	22 931
Redes Urbanas (*)	29 957	1 045		1 010	8 658	789	-9 337	13 226
Redes Rurais (*)	0				0		0	0
Chegadas Aéreas (*)	21	8			1	123	1 774	1 679
Chegadas Subterrâneas (*)	0				0		0	0
Postos de Transformação	2 062	718			169	170	2 072	4 514
Iluminação Pública (*)	0	1 366			0	145	2 248	3 470
Outros Equipamentos Básicos	2 137				1 223	28	-843	43
Total DEE	58 892	3 415	0	1 426	16 869	1 817	-6 379	38 669
Imobilizado de AT								0
Imobilizado de MT						0	3	3
Imobilizado de BT	58				18	63	566	539
Total CEE	58	0	0	0	18	63	566	542
Total EDA (a)	99 303	3 415	444	1 426	29 457	3 932	-34	71 166
Valores do Relatório e Contas 2006 (b)			444	1 426		3 966		71 166
Diferença (b)-(a)		0	0	0		34	34	0

Tendo em conta que o total das amortizações do exercício para as várias actividades, de acordo com a Norma complementar 8, totaliza 3 932 milhares de euros e que o Relatório e Contas de 2006, na nota 52 do Anexo às Demonstrações Financeiras, refere o valor de 3 966 milhares de euros, questiona-se o motivo da diferença de 34 milhares de euros, que surge como saldo numa coluna designada de "Regularizações".

RESPOSTA DA EDA:

As amortizações de subsídios ao investimento no exercício de 2006 são, efectivamente 3 966 milhares de euros conforme mencionado no anexo às Demonstrações Financeiras da EDA. Os 34 mil euros em falta foram incluídos, por lapso, na coluna de regularizações no Quadro N8-22 - DEERAA - Subsídios ao investimento na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica nas Linhas de Transporte em AT. Enviamos o Quadro da Norma corrigido.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 E 2007 A REPERCUTIR EM 2008

Esclarecimentos solicitados às empresas

Quadro N8-22 - DEERAA - Subsídios ao investimento na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica								
Ano Anterior t-2	Unidade: 10 ³ euros							
Rubricas	Valor Bruto Saldo Inicial (1)	Comparticipações do ano			Amortização Acumulada Saldo Inicial (5)	Amortização do Exercício (6)	Regularizações (7)	Valor Líquido Saldo Final (8) = 1+2+3+4-5-6+7
		Em Espécie (2)	Financeiras					
			Fundos Comunitários (3)	Clientes (4)				
Distribuição em AT	0	0	0	0	0	34	994	960
Subestações								0
Linhas de Transporte						34	994	960
Linhas de Distribuição								0
Postos de Corte e Seccionamento								0
Centros de Controlo e Telemedida								0
Outros Equipamentos Básicos								0
Distribuição em MT	24.715	278	0	417	6.818	562	-3.253	14.777
Subestações	2.219				708	148	2.678	4.041
Linhas	22.000	278		417	5.914	396	-6.124	10.261
Postos de Corte e Seccionamento	305				86	8	6	218
Centros de Controlo e Telemedida	132				65	10	200	257
Outros Equipamentos Básicos	59				46		-13	0
Distribuição em BT	34.177	3.137	0	1.010	10.051	1.255	-4.086	22.931
Redes Urbanas (*)	29.957	1.045		1.010	8.658	789	-9.337	13.226
Redes Rurais (*)	0				0		0	0
Chegadas Aéreas (*)	21	8			1	123	1.774	1.679
Chegadas Subterrâneas (*)	0				0		0	0
Postos de Transformação	2.062	718			169	170	2.072	4.514
Iluminação Pública (*)	0	1.366			0	145	2.248	3.470
Outros Equipamentos Básicos	2.137				1.223	28	-843	43
	0				0			0
Total	58.892	3.415	0	1.426	16.869	1.851	-6.345	38.669

8.2.1.8 BALANÇO

Os quadros 1 a 6 da Norma Complementar 7 apresentam os Balanços da EDA para os anos de 2005 e 2006 por actividade regulada. Da comparação entre os valores apresentados nos referidos quadros e os mencionados no Relatório e Contas de 2006, verificam-se algumas diferenças ao nível dos montantes do ano de 2006, contrariamente aos valores de 2005 que são coincidentes nos referidos documentos. O quadro seguinte evidencia essas diferenças em termos globais:

Rubricas	2006									2005		
	Relatório e contas			Norma Complementar 7			Diferenças entre os valores do Relatório e Contas e da Norma 7			Relatório e Contas	Norma Complementar 7	Diferenças
	Valor Bruto	Amortizações e Provisões	Valor Líquido	Total da Actividades			Valor Bruto	Amortizações e Provisões	Valor Líquido	Valor Líquido		
				Valor Bruto	Amortizações e Provisões	Valor Líquido				Relatório e Contas	Norma Complementar 7	Diferenças
ACTIVO	722 556	184 834	537 722	716 837	184 524	532 313	5 719	310	5 409	468 825	468 825	0
CAPITAIS PRÓPRIOS	84 271	0	84 271	82 236	0	82 236	2 035	0	2 035	75 499	75 499	0
PASSIVO	453 451	0	453 451	450 077	0	450 077	3 374	0	3 374	393 325	393 325	0
CAPITAIS PRÓPRIOS + PASSIVO	537 722	0	537 722	532 313	0	532 313	5 409	0	5 409	468 825	468 825	0

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 E 2007 A REPERCUTIR EM 2008

Esclarecimentos solicitados às empresas

Reportando unicamente ao ano de 2006, as referidas diferenças são apresentadas por rubrica no quadro seguinte:

Unidade: 10³ euros

Rubricas	Relatório e Contas 2006			Norma Complementar 7			Diferença entre Relatório e Contas e Norma 7		
	Valor Bruto	Amortizações e Provisões	Valor Líquido	TOTAL			Valor Bruto	Amortizações e Provisões	Valor Líquido
				Valor Bruto	Amortizações e Provisões	Valor Líquido			
IMOBILIZADO									
Imobilizações Incorpóreas	11		11	11	0	11	0	0	0
Imobilizações Corpóreas	543 096	184 719	358 377	542 300	184 448	357 851	796	271	526
Imobilizado em Curso	25 588		25 588	25 588	0	25 588	0	0	0
Investimento Financeiro	34 555	40	34 515	30 681	0	30 681	3 874	40	3 834
	603 250	184 758	418 492	598 580	184 448	414 132	4 670	310	4 360
CIRCULANTE									
Existências	4 884	20	4 864	4 870	20	4 850	13	0	13
Matérias-Primas			0	1 823	0	1 823			
Matérias Diversos			0	3 047	20	3 027			
Dívidas de Terceiros Médio e Clientes	1 628	0	1 628	0	0	0	1 628	0	1 628
Dívidas de Terceiros Clientes C/ Corrente	1 628		1 628	0	0	0	1 628	0	1 628
Dívidas de Terceiros Clientes Cobrança Duvidosa	17 359	56	17 304	17 992	56	17 936	-633	0	-633
Estado e Outros Entes Públicos	8 344		8 344	7 616	0	7 616	728	0	728
Outros Devedores	7 715	56	-56	0	56	-56	0	0	0
Títulos Negociáveis	1 300		1 300	2 891	0	2 891	-1 591	0	-1 591
Depósitos Bancários e Caixa	5 746		5 746	5 735	0	5 735	19	0	19
	1 377		1 377	1 376	0	1 376	1	0	1
	25 248	76	25 172	24 238	76	24 162	1 010	0	1 010
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS									
Acréscimos de Proveitos	83 127	0	83 127	83 120	0	83 120	8	0	8
Compensação Tarifária (1998-Valor para Ajustamento)	74 627		74 627	74 627	0	74 627	0	0	0
Outros Proveitos	8 500		8 500	8 492	0	8 492	8	0	8
Custos Diferidos	10 930	0	10 930	10 899	0	10 899	31	0	31
Grandes Reparações			0	0	0	0	0	0	0
Impostos Diferidos	5 184		5 184	5 164	0	5 164	19	0	19
Outros Custos	5 746		5 746	5 735	0	5 735	12	0	12
	94 058	0	94 058	94 019	0	94 019	39	0	39
TOTAL DO ACTIVO	722 556	184 834	537 722	716 837	184 524	532 313	5 719	310	5 409
CAPITAIS PRÓPRIOS									
Capital + Reservas + Resultados	75 499		75 499	74 308	0	74 308	1 192	0	1 192
Resultado Líquido do Exercício	8 772		8 772	7 928	0	7 928	843	0	843
Total do Capital Próprio	84 271	0	84 271	82 236	0	82 236	2 035	0	2 035
PASSIVO									
Provisão para riscos e encargos	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Provisão para Reformas e Outras Provisões	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dívidas a Terceiros - Médio e Dívida a Instituições de Crédito	227 416	0	227 416	225 262	0	225 262	2 155	0	2 155
Empréstimos por Obrigações	177 361		177 361	175 723	0	175 723	1 638	0	1 638
Outros Credores	50 000		50 000	49 538	0	49 538	462	0	462
	55		55	0	0	0	55	0	55
Dívidas a Terceiros - Curto Prazo	120 776	0	120 776	119 784	0	119 784	992	0	992
Fornecedores c/c	15 810		15 810	15 792	0	15 792	18	0	18
Empréstimos por Obrigações	0		0	0	0	0	0	0	0
Dívida a Instituições de Crédito	85 944		85 944	85 150	0	85 150	793	0	793
Estado e Outros Entes Públicos	637		637	598	0	598	39	0	39
Fornecedores de Imobilizado	9 569		9 569	9 569	0	9 569	0	0	0
Outros Credores	8 816		8 816	8 674	0	8 674	142	0	142
	348 192	0	348 192	345 045	0	345 045	3 146	0	3 146
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS									
Acrescimos de Custos	32 259	0	32 259	32 048	0	32 048	211	0	211
Remunerações a Liquidar	2 988		2 988	2 800	0	2 800	188	0	188
Valor para Ajustamento			0	0	0	0	0	0	0
Outros	29 271		29 271	29 248	0	29 248	23	0	23
Proveitos Diferidos	73 000	0	73 000	72 983	0	72 983	17	0	17
Subsídios para Investimento	71 166		71 166	71 166	0	71 166	0	0	0
Impostos Diferidos	1 834		1 834	1 818	0	1 818	17	0	17
Outros	0		0	0	0	0	0	0	0
	105 259	0	105 259	105 031	0	105 031	228	0	228
Total do Passivo	453 451	0	453 451	450 077	0	450 077	3 374	0	3 374
TOTAL CAPITAIS PRÓPRIOS + PASSIVO	537 722	0	537 722	532 313	0	532 313	5 409	0	5 409

Solicita-se à EDA a justificação para as diferenças apresentadas, que indiciam a utilização de critérios diferentes no preenchimento dos Balanços constantes da Norma Complementar 7.

RESPOSTA DA EDA:

Com a implementação do Sistema de Informação de Suporte ao *Unbundling* Contabilístico, as Demonstrações Financeiras da EDA passaram a ser decompostas em quatro áreas de negócio conforme referido e detalhado no ponto 2.5.1 do Relatório “*Contas Reguladas – Regulamento Tarifário, Artigo 161, nº2*”. As diferenças encontradas no Balanço agregado das actividades reguladas em relação às Demonstrações Financeiras da EDA correspondem ao Balanço da área de negócio "Actividades não Relacionadas com a Energia Eléctrica" não incluída nas Contas Reguladas.

Balanço das Actividades não relacionadas com Energia Eléctrica

Rubricas	Ano Anterior 2006		
	Activo Bruto	Amortizações e Provisões	Activo Líquido
IMOBILIZADO			
Imobilizações Incorpóreas	0	0	0
Imobilizações Corpóreas	796	271	526
Imobilizado em Curso	0	0	0
Investimento Financeiro	3.874	39	3.834
	4.670	310	4.360
CIRCULANTE			
Existências	13	0	13
Materiais Diversos	13	0	13
Dívidas de Terceiros Médio e Longo Prazos	0	0	0
Clientes	0	0	0
Dívidas de Terceiros	996	0	996
Clientes C/ Corrente	728	0	728
Clientes Cobrança Duvidosa	0	0	0
Estado e Outros Entes Públicos	230	0	230
Outros Devedores	38	0	38
Títulos Negociáveis	0	0	0
Depósitos Bancários e Caixa	1	0	1
	1.010	0	1.010
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS			
Acréscimos de Proveitos	8	0	8
Compensação Tarifária (1998-2001)	0	0	0
Valor para Ajustamento	0	0	0
Outros Proveitos	8	0	8
Custos Diferidos	31	0	31
Grandes Reparações	0	0	0
Impostos Diferidos	19	0	19
Outros Custos	12	0	12
	39	0	39
TOTAL DO ACTIVO	5.719	310	5.409

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 E 2007 A REPERCUTIR EM 2008

Esclarecimentos solicitados às empresas

Rubricas	Ano Anterior 2006
CAPITAIS PRÓPRIOS	
Capital + Reservas + Resultados Transitados	1.192
Resultado Líquido do Exercício	843
Total do Capital Próprio	2.035
PASSIVO	
Provisão para riscos e encargos	0
Provisão para Reformas e Actos Médicos	0
Outras Provisões	0
Dívidas a Terceiros - Médio e Longo Prazo	2.099
Dívida a Instituições de Crédito	1.638
Empréstimos por Obrigações Não Convertíveis	462
Outros Credores	0
Dívidas a Terceiros - Curto Prazo	1.047
Fornecedores c/c	18
Empréstimos por Obrigações	0
Dívida a Instituições de Crédito	793
Estado e Outros Entes Públicos	39
Fornecedores de Imobilizado C/ Corrente	0
Outros Credores	197
	3.146
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS	
Acréscimos de Custos	211
Remunerações a Liquidar	188
Valor para Ajustamento	0
Outros	23
Proveitos Diferidos	17
Subsídios para Investimento	0
Impostos Diferidos	17
Outros	0
	228
Total do Passivo	3.374
TOTAL CAPITAIS PRÓPRIOS + PASSIVO	5.409

8.2.1.9 OUTROS CUSTOS OPERACIONAIS

A EDA apresenta, em 2006, no quadro "N7-07-EDA (DR)" da Norma complementar 7 o valor de 445 milhares de euros de outros custos operacionais. Por outro lado, no quadro "N7-13-EDA (TPE)" da Norma complementar 7, é referido o valor de 34 milhares de euros de outros custos operacionais

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 E 2007 A REPERCUTIR EM 2008

Esclarecimentos solicitados às empresas

imputados a investimento. Entre os anos de 2005 e 2006, verificou-se um acréscimo ao nível dos outros custos operacionais de 90%. Esta informação resume-se no seguinte quadro:

Outros custos operacionais

Unidade: 10³ euros

Rubricas	2005					2006					Variação 2005/2006 (%)
	Relatório e contas	Informação das Normas - Quadros N7-07-EDA (DR) e N7-13-EDA (TPE)				Relatório e contas	Informação das Normas - Quadros N7-07-EDA (DR) e N7-13-EDA (TPE)				
		Total	AGS	DEE	CEE		Total	AGS	DEE	CEE	
de exploração		210	5	202	3		410	179	224	7	96%
de investimento		24	0	24	0		34	0	34	0	42%
TOTAL		234	5	226	3		445	179	259	7	90%

Solicita-se à EDA o envio da informação detalhada por sub-contas e por actividades dos custos contabilizados na rubrica 65 – Outros custos operacionais e qual a justificação para o referido aumento.

RESPOSTA DA EDA:

Conforme solicitado, abaixo apresentamos a desagregação da conta 65 (anos de 2005 e 2006), salientando-se, desde já, o montante registado em 2006 na AGS, ao nível da sub conta 65100000 (Despesas de Propriedade Industrial – CO₂), motivado pela necessidade de compra de licenças adicionais para a Central Térmica do Caldeirão (138 mil euros).

2006		AGS		DEE		CEE		Total		Total
Conta	Descritivo da Conta	Expl.	Inv.	Expl.	Inv.	Expl.	Inv.	Expl.	Inv.	
65100000	Despesas Propriedade Industrial-CO2	137.839	0	0	0	0	0	137.839	0	137.839
65200000	Quotizações	29.258	0	28.984	0	6.625	0	64.867	0	64.867
65500000	Indemnizações de Exploração	0	0	5.066	26.263	0	0	5.066	26.263	31.329
65500001	Indemnizações de Exploração	0	0	189.668	8.186	0	0	189.668	8.186	197.854
65800000	Outros Custos Operacionais	12.167	0	435	0	108	0	12.710	0	12.710
Total Geral		179.263	0	224.154	34.448	6.733	0	410.150	34.448	444.598

2005		AGS		DEE		CEE		Total		Total
Conta	Descritivo da Conta	Expl.	Inv.	Expl.	Inv.	Expl.	Inv.	Expl.	Inv.	
65100000	Despesas Propriedade Industrial-CO2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
65200000	Quotizações	4.491	0	5.285	0	2.460	0	12.236	0	12.236
65500000	Indemnizações de Exploração	0	0	293.587	8.920	0	0	293.587	8.920	302.507
65500001	Indemnizações de Exploração	0	0	-99.368	15.325	0	0	-99.368	15.325	-84.043
65800000	Outros Custos Operacionais	878	0	2.138	0	90	0	3.106	0	3.106
Total Geral		5.369	0	201.643	24.245	2.550	0	209.562	24.245	233.806

Quanto à variação ocorrida, entre 2005 e 2006, no âmbito das Quotizações, refira-se que a mesma é justificada, em grande parte, pela participação da EDA no co-financiamento do Projecto de Recuperação e Teste da Central das Ondas na ilha do Pico (47 mil euros).

O valor negativo, apurado em 2005 ao nível da sub conta 65500001, advém da execução do contrato da EDA com a empresa seguradora. Resulta da diferença temporal entre o pagamento da indemnização ao cliente, pela EDA, e o recebimento, em relação à empresa seguradora, do montante referente aos sinistros ocorridos.

Atente-se para o facto de, em 2006, no âmbito da análise detalhada por cada conta/centro de custo, ter existido a necessidade de reclassificação de alguns montantes constantes na conta 65500000 (indenizações pagas por danos causados a terceiros) para a conta 65500001 (indenizações pagas aos clientes), uma vez que existiam lançamentos que, pela natureza da sua existência, não se encontravam correctamente enquadrados. No ano de 2005, esta transferência de valores não foi realizada. Desta forma, explicam-se as variações ocorridas nos anos de 2006 e 2005 entre as contas já mencionadas.

8.2.1.10 IMPOSTOS DIFERIDOS

De acordo com o quadro "N8-03-EDA (impostos diferidos)" da Norma Complementar 8, o valor dos impostos diferidos activos e passivos são de 5 164 milhares de euros e de 1 818 milhares de euros, respectivamente. O Relatório e Contas da EDA apresenta na Nota 6 do Anexo às Demonstrações Financeiras os valores de 5 184 milhares de euros e de 1 834 milhares de euros, respectivamente, para impostos diferidos activos e passivos. No entanto, para 2005 não ocorreram diferenças entre os valores enviados nos quadros referidos anteriormente. Tal pode ser observado no quadro apresentado de seguida:

Unidade: 10³ euros

EDA	Norma Complementar 8 - Quadro "N8-03-EDA (impostos diferidos)"			Relatório e Contas 2006 - Anexo às Demonstrações Financeiras			Diferença (a)-(b)
	Saldo Inicial 2005	Movimentos do ano	Saldo Final 2006 (a)	Saldo Inicial 2005	Saldo Final 2006 (b)	Cálculo	
Activos							
Provisões	5 161	3	5 164	5 161	5 184	26928,870*19,25%	-19
Diferença tarifária							
Prejuízo fiscal							
Utilização do prejuízo fiscal							
Total	5 161	3	5 164	5 161	5 184	26928,870*19,25%	-19
Passivos							
Amortização para reavaliação	588	-59	529	588	534	(2650,774+121,377)*19,25%	-5
Diferença tarifária (a)	0	1 289	1 289	0	1 301	6757,402*19,25%	-12
Total	588	1 229	1 818	588	1 834	(2650,774+121,377+6757,42)*19,25%	-17

(a) Compensação tarifária não recebida

Solicita-se a justificação para as diferenças apuradas e para a diferença do critério utilizado entre os dois anos.

RESPOSTA DA EDA:

Com a implementação do Sistema de Informação de Suporte ao *Unbundling* Contabilístico, as Demonstrações Financeiras da EDA passaram a ser decompostas em quatro áreas de negócio conforme referido e detalhado no ponto 2.5.1 do Relatório das Contas Reguladas de 2006. As diferenças encontradas ao nível dos impostos diferidos activos e passivos correspondem aos valores imputados à

área de negócio "Actividades não Relacionadas com a Energia Eléctrica" não incluída nas Contas Reguladas (ver balanço ANE no ponto 1.8).

8.2.2 ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

8.2.2.1 RESULTADO LÍQUIDO

No quadro "N7-07-EDA (DR)" é apresentado para 2006, na actividade de AGS, um resultado antes de impostos de -475 milhares de euros. Na mesma actividade foi considerado uma provisão para imposto sobre lucros de 519 milhares de euros. A conjugação destes dois factores resultou num resultado líquido da actividade de AGS, para 2006, de -994 milhares de euros o que não se afigura muito correcto.

O quadro seguinte sintetiza a informação enviada pela empresa.

Unidade: 10³ euros

Rubricas	EDA	AGS	DEE	CEE
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)	139 184	90 750	40 329	8 104
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)	130 567	93 028	30 380	7 159
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)	8 617	-2 278	9 949	945
Proveitos e ganhos financeiros (D)	5 829	4 479	790	559
Custos e perdas financeiras (E)	9 619	4 957	4 362	300
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)	-3 790	-478	-3 571	259
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)	4 827	-2 756	6 378	1 205
Proveitos e ganhos extraordinários (H)	4 394	2 318	2 010	66
Custos e perdas extraordinários (I)	50	37	11	3
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)	4 344	2 281	1 999	63
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)	9 170	-475	8 377	1 268
IRC (L)	1 242	519	548	175
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)	7 928	-994	7 829	1 093

Solicita-se a revisão deste quadro, bem como de todos os outros que necessitem de ser alterados em conformidade.

RESPOSTA DA EDA:

A rubrica contabilística de impostos sobre o rendimento, à qual corresponde o "IRC" nos quadros relativos à Demonstração de Resultados da Norma 7, inclui duas parcelas distintas: o imposto corrente e o imposto diferido.

No ano de 2006 a EDA apresenta prejuízos fiscais, sendo o imposto corrente apenas relativo a tributação autónoma, tributação essa independente do Resultado Líquido do exercício. O imposto

corrente, não existindo relação causa efeito com nenhum elemento do modelo de custeio, foi incorporado ao nível dos Custos Comuns Gerais e repartido pelas Áreas de Negócio (AEEGS, DEE e CEE), em função dos custos incorridos.

O reconhecimento anual do imposto diferido, à excepção de prejuízos fiscais de anos anteriores, é, também, independente do resultado obtido.

8.2.2.2 CONTABILIZAÇÃO DAS LICENÇAS DE CO₂

A Interpretação Técnica nº4, de 26 de Abril de 2006, da Comissão de Normalização Contabilística, identifica um conjunto de informação que deverá ser prestado pelas empresas a quem tenham sido atribuídas licenças de emissão de CO₂.

Na informação enviada pela EDA, nomeadamente o Relatório e Contas de 2006, apesar das informações mencionadas nas notas 10 e 48 do Anexo às Demonstrações Financeiras, não se identificam com clareza todos os movimentos contabilísticos associados à contabilização das licenças de CO₂ em 2006.

A EDA apresenta discriminadas em quantidades e montantes as licenças de emissões consumidas, atribuídas e adquiridas. Contudo, existe apenas registo destes montantes em imobilizado incorpóreo, o que não está em conformidade com a norma IT4, não havendo registo de movimentos contabilísticos em nenhuma conta da demonstração de resultados, nomeadamente nas contas 65 e 74.

Desta forma, solicita-se o envio da informação referente ao tratamento contabilístico dado às licenças de CO₂ em 2006, com a indicação discriminada de todos os movimentos contabilísticos associados às mesmas, quer ao nível de activos e passivos, bem como de custos e proveitos.

Solicita-se, também, à EDA, o preenchimento do quadro seguinte com os valores das quantidades de CO₂ consumidas, atribuídas e adquiridas, discriminadas por data e custo unitário referentes ao ano de 2006:

Unidades: t, €/t e euros

	Quantidades de CO ₂	ANO	Custo unitário	Data do justo valor	Mercado de referência para a definição do justo valor	Data de aquisição ou de venda das licenças de emissões de CO ₂	Mercado onde se realizou a venda ou a aquisição de licenças de emissões de CO ₂	Preço da venda ou da aquisição das licenças de CO ₂

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 E 2007 A REPERCUTIR EM 2008

Esclarecimentos solicitados às empresas

Quantidades consumidas						-	-	-
Quantidades atribuídas						-	-	-
Quantidades transitadas do ano anterior				-	-			
Quantidades adquiridas ou vendidas				-	-			

RESPOSTA DA EDA:

Tratamento Contabilístico das Licenças de CO2 2006:

	43					2745				
SI	15.592					15.592				SI
.(1)	8.026.942	8.148.885	.(6)	.(3)	8.026.942	8.026.942				.(1)
.(5)	148.960	31.487	.(7)	.(4)	15.592					
SF	11.121				SF	0				
	26					65				
.(6)	8.148.885	8.148.885	.(2)	.(2)	8.148.885	8.026.942				.(3)
				.(7)	31.487	15.592				.(4)
SF	0				SF	137.839				
SI	Saldo Inicial									
SF	Saldo Final									
.(1)	Registo da atribuição de Licenças									
.(2)	Reconhecimento do custo e responsabilidade pelo Consumo de Licenças									
.(3)	Reconhecimento do proveito relativo às licenças atribuídas a título gratuito de 2006									
.(4)	Reconhecimento do proveito relativo às licenças atribuídas a título gratuito de 2005 (Transitadas do ano anterior)									
.(5)	Registo da aquisição de Licenças									
.(6)	Anulação do activo relativo às licenças utilizadas									
.(7)	Registo da desvalorização de licenças									

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 E 2007 A REPERCUTIR EM 2008

Esclarecimentos solicitados às empresas

	Quantidades de CO2	Ano	Custo Unitário	Data do Justo Valor	Mercado de referência p/ definição justo valor	Data de aquisição	Mercado onde se realizou a compra	Preço de Aquisição
Quantidades consumidas	1.857	2006	8,4 €/ton	31-12-2004	PowerNext Carbon	-	-	-
	378.808	2006	21,19 €/ton	31-12-2005	PowerNext Carbon	-	-	-
	4.283	2006	24,83 €/ton	26-04-2006	PowerNext Carbon	-	-	-
Quantidades atribuídas	378.808	2006	21,19 €/ton	31-12-2005	PowerNext Carbon	-	-	-
Quantidades transitadas do ano anterior	1.857	2006	8,4 €/ton	-	-	-	-	-
Quantidades adquiridas	6.000	2006	24,83 €/ton	-	-	26-04-2006	PowerNext Carbon	24,83 €/ton

8.2.2.3 CUSTOS COM COMBUSTÍVEIS E LUBRIFICANTES

O quadro “N8-42-EDA (Comb. & Lubrif.)” constante da Norma Complementar 8, apresenta um valor global de custo com combustíveis e lubrificantes, em 2006, de 56 375 milhares de euros. Os valores constantes do quadro “N7-07-EDA (DR)” referem para o mesmo período um valor de 56 465 milhares de euros, aos quais foram retirados 10,4 milhares de euros de consumo de produtos químicos, para possibilitar a comparação com os restantes valores apresentados, resultando num valor de 56 454 milhares de euros. O documento enviado pela EDA “Contas Reguladas – Regulamento Tarifário, Artigo 161º, nº2”, apresenta na página 26, um total de consumos de combustíveis de 55 431 milhares de euros e de lubrificantes na ordem dos 1 019 milhares de euros. No entanto, este mesmo documento apresenta, na página 51, um valor de consumo de lubrificantes diferente do indicado na página 26 ascendendo a 1 024 milhares de euros. Estes valores apresentam-se no quadro seguinte:

Unidade: 10³ euros

Tipo de Combustível / Lubrificante	Custo (de acordo com o quadro N7-07-EDA (DR) da Norma Complementar 7) (a)	Custo (de acordo com o quadro N8-42-EDA (Comb. & Lubrif.) da Norma Complementar 8) (b)	Custo (de acordo com o documento “Contas Reguladas” enviado pela EDA - pág. 26) (c)	Custo (de acordo com o documento “Contas Reguladas” enviado pela EDA - pág. 49,50 e 51) (d)	Diferença (a)-(b)	Diferença (b)-(c)
Fuel	-	45 345	45 345	45 345	-	0
Gasóleo	-	10 005	10 085	10 085	-	-80
Lubrificantes	-	1 024	1 019	1 024	-	4
Total *	56 454	56 375	56 450	56 454	80	-75

* Para efeito de comparação foi retirado ao valor apresentado no quadro N7-07-EDA (DR) o montante de 10,37 milhares de euros referentes ao consumo de produtos químicos (56 464,855 - 10,369 = 56 454,486).

Verifica-se também uma diferença entre os valores de combustíveis (fuel e gasóleo) constante do quadro “N8-42-EDA (Comb. & Lubrif.)” e o valor mencionado na nota 41 do Anexo às Demonstrações Financeiras do Relatório e Contas de 2006, tal como se apresenta no quadro seguinte:

Unidade: 10³ euros

Tipo de Combustível / Lubrificante	Custo (de acordo com a nota 41 do Anexo às Demonstrações Financeiras do Relatório e Contas de 2006) (a)	Custo (de acordo com o quadro N8-42-EDA (Comb. & Lubrif.) da Norma Complementar 8) (b)	Diferença (a)-(b)
Combustíveis (Fuel e gasóleo)	55 418	55 351	68

Solicita-se que as referidas diferenças sejam justificadas, com a indicação de quais os valores correctos a considerar.

RESPOSTA DA EDA:

Gasóleo:

A diferença constatada no quadro “N8-42-EDA (Comb. & Lubrif.)”, face ao montante referido no decorrer do Relatório “*Contas Reguladas – Regulamento Tarifário, Artigo 161, nº2*”, é explicada pela não inclusão, no quadro supra mencionado, dos consumos realizados nas Centrais Comunitárias de São Jorge (37 mil euros), bem como nos Geradores Móveis (43 mil euros). Assim sendo, a quantia a considerar como custo com gasóleo será: **10 085 mil euros**.

A tabela, abaixo indicada, reflecte as alterações efectuadas:

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 E 2007 A REPERCUTIR EM 2008

Esclarecimentos solicitados às empresas

Quadro N8-42 - EDA - Combustíveis e Lubrificantes

Central		Tipo de Combustível / Lubrificante	Unidade Física t/kl/10 ³ m ³	Compras		Custo Combustível Consumido	
				Quantidade	Valor (€)	Quantidade	Valor (€)
Ano Anterior t-2 (2006) Unidade: 10³ euros							
Santa Maria							
Aeroporto	Gasóleo	kl	4.888	2.499	4.672	2.395	
	Lubrificante	kl	22	27	21	25	
Gerador Móvel	Gasóleo	kl	ND	ND	1	1	
São Miguel							
Caldeirão	Fuel	t	63.538	22.244	62.467	21.978	
	Gasóleo	kl	925	446	917	445	
	Lubrificante	kl	249	274	262	294	
Gerador Móvel	Gasóleo	kl	ND	ND	35	17	
Terceira							
Angra Heroísmo	Gasóleo	kl	466	231	448	224	
	Lubrificante	kl	9	10	13	13	
Belo Jardim	Fuel	t	40.536	15.836	40.999	16.034	
	Gasóleo	kl	1.345	669	1.313	656	
	Lubrificante	kl	369	379	379	390	
Gerador Móvel	Gasóleo	kl	ND	ND	41	20	
Graciosa							
Graciosa	Gasóleo	kl	2.770	1.444	2.783	1.456	
	Lubrificante	kl	12	13	10	10	
Gerador Móvel	Gasóleo	kl	ND	ND	3	2	
São Jorge							
Caminho Novo	Gasóleo	kl	6.320	3.282	6.265	3.271	
	Lubrificante	kl	28	33	25	29	
Centrais Comunitárias	Gasóleo	kl	ND	ND	70	37	
	Lubrificante	kl	ND	ND	0	0	
Gerador Móvel	Gasóleo	kl	ND	ND	3	2	
Pico							
Pico	Fuel	t	8.154	3.230	8.073	3.211	
	Gasóleo	kl	349	181	353	184	
	Lubrificante	kl	102	101	96	98	
Gerador Móvel	Gasóleo	kl	ND	ND	0	0	
Faial							
Santa Bárbara	Fuel	t	9.779	4.066	9.939	4.122	
	Gasóleo	kl	796	407	771	396	
	Lubrificante	kl	127	148	132	152	
Gerador Móvel	Gasóleo	kl	ND	ND	3	1	
Flores							
Além Fazenda	Gasóleo	kl	1.482	783	1.485	788	
	Lubrificante	kl	6	8	8	11	
Gerador Móvel	Gasóleo	kl	ND	ND	0	0	
Corvo							
Horta Funda	Gasóleo	kl	343	187	350	191	
	Lubrificante	kl	2	3	1	2	
Gerador Móvel	Gasóleo	kl	ND	ND	0	0	
EDA							
Total	Fuel	t	122.007	45.377	121.478	45.345	
	Gasóleo	kl	19.683	10.128	19.514	10.085	
	Lubrificante	kl	927	995	946	1.024	

ND = Não disponível (as compras são realizadas ao nível das centrais).

Lubrificantes:

Erradamente, foram considerados TPE ao nível dos Lubrificantes (4 547 euros), reflectindo-se, esta incorrecta contabilização, na preparação do quadro apresentado na página 26 do Relatório. O valor a considerar será: 1 024 mil euros.

Indicam-se, seguidamente, as quantias a ter em conta:

CUSTO DAS MERC. VEND. E DAS MAT. CONSUMIDAS	2005	2006	Var. % 05/06	Var. € 05/06
61211000 Aquisição de Energia Hidroelétrica	2.367.702	2.333.296	-1,5%	-34.405
61212000 Aquisição de Energia Termoeleétrica	54.045	44.244	-18,1%	-9.801
61213000 Aquisição de Energia Geotérmica	5.420.294	6.581.617	21,4%	1.161.324
61214000 Aquisição de Energia Eólica	1.116.074	1.287.165	15,3%	171.091
61611000 Fuel Oil	35.147.362	45.345.458	29,0%	10.198.096
61612000 Gasóleo Produção Electricidade	8.144.538	10.072.963	23,7%	1.928.424
61613000 Gasóleo Outros Fins	3.065	12.081	294,2%	9.016
61621000 Lubrificantes	797.363	1.023.984	28,4%	226.621
61622000 Produtos Químicos	0	10.369	100,0%	10.369
61631000 Peças Reserva	1.228.951	1.733.483	41,1%	504.533
61634000 Outros Materiais	1.438.427	1.321.892	-8,1%	-116.534
61635000 Contadores	2.053	0	-100,0%	-2.053
61636000 Equipamentos Segurança	71.683	55.424	-22,7%	-16.259
TOTAL CMVMC (€)	55.791.555	69.821.977	25,1%	14.030.422

Combustíveis:**Nota 41 do Anexo**

→ O valor de 55 418 mil euros, presente na nota 41 do Anexo, não reflecte o montante consumido em Gasóleo Outros Fins (12 mil euros);

→ O custo total de combustíveis é de, aproximadamente, **55 431 mil euros** (fuelóleo = 45 345 mil euros; gasóleo = 10 085 mil euros).

Quadro "N8-42-EDA (Comb. & Lubrif.)"

→ O valor de 55 351 mil euros não contém o consumo de gasóleo das Centrais Comunitárias de São Jorge (37 mil euros) nem o dos Geradores Móveis (43 mil euros);

→ Adicionando estes montantes atrás referidos, obtemos um custo total com combustíveis na ordem dos **55 431 mil euros**, repartido do modo como já acima foi referenciado.

8.2.3 ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA**8.2.3.1 SUBSÍDIOS AO INVESTIMENTO**

O quadro "N7-16-EDA (enc. ext.)" que consta da Norma complementar 7, apresenta os valores dos Custos e Proveitos Extraordinários das várias actividades da EDA. O montante de 1 851 milhares de euros referente à amortização de subsídios ao investimento, na actividade DEE não coincide com os valores apresentados no quadro "N8-22-DEERAA (subsíd. invest.)" da Norma complementar 8, que

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 E 2007 A REPERCUTIR EM 2008

Esclarecimentos solicitados às empresas

apresenta 1 817 milhares de euros. Este facto poderá ser verificado nos referidos quadros, apresentados de seguida:

Quadro N7-16 - EDA - Custos e Proveitos Extraordinários

Unidade: 10³ euros

Rubricas	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema		Distribuição de Energia Eléctrica		Comercialização de Energia Eléctrica	
	Ano Anterior 2006	Ano 2005	Ano Anterior 2006	Ano 2005	Ano Anterior 2006	Ano 2005
Custos Extraordinários						
Dívidas incobráveis	0	21	0	22	0	14
Prémios extraordinários para pensões	0	0	0	0	0	0
Indemnizações por despedimento	0	0	0	0	0	0
Provisões	0	0	0	0	0	0
Outros custos extraordinários	37	113	11	119	3	77
Total	37	134	11	141	3	92
Proveitos Extraordinários						
Utilização de provisões	0	0	0	0	0	0
Amortização de subsídios ao investimento	2 052	1 632	1 851	2 352	63	4
Outros proveitos extraordinários	266	42	159	17	2	5
Total	2 318	1 674	2 010	2 369	66	8

Nota: Apenas estão considerados os Custos e Proveitos extraordinários das Actividades Reguladas.

Quadro N8-22 - DEERAA - Subsídios ao investimento na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

Ano Anterior 2006

Unidade: 10³ euros

Rubricas	Valor Bruto Saldo Inicial (1)	Comparticipações do ano			Amortização Acumulada Saldo Inicial (5)	Amortização do Exercício (6)	Regularizações (7)	Valor Líquido Saldo Final (8) = 1+2+3+4-5-6+7
		Em Espécie (2)	Financeiras					
			Fundos Comunitários (3)	Clientes (4)				
Distribuição em AT							960	960
Subestações								
Linhas de Transporte							960	960
Linhas de Distribuição								
Postos de Corte e Seccionamento								
Centros de Controlo e Telemedida								
Outros Equipamentos Básicos								
Distribuição em MT	24 715	278		417	6 818	562	-3 253	14 777
Subestações	2 219				708	148	2 678	4 041
Linhas	22 000	278		417	5 914	396	-6 124	10 261
Postos de Corte e Seccionamento	305				86	8	6	218
Centros de Controlo e Telemedida	132				65	10	200	257
Outros Equipamentos Básicos	59				46		-13	
Distribuição em BT	34 177	3 137		1 010	10 051	1 255	-4 086	22 931
Redes Urbanas (*)	29 957	1 045		1 010	8 658	789	-9 337	13 226
Redes Rurais (*)								
Chegadas Aéreas (*)	21	8			1	123	1 774	1 679
Chegadas Subterrâneas (*)								
Postos de Transformação	2 062	718			169	170	2 072	4 514
Iluminação Pública (*)		1 366				145	2 248	3 470
Outros Equipamentos Básicos	2 137				1 223	28	-843	43
Total	58 892	3 415		1 426	16 869	1 817	-6 379	38 669

(*) A informação contabilística disponível não nos permite efectuar a desagregação entre Redes Urbanas, Redes Rurais, Chegadas Aéreas e Subterrâneas.

Solicita-se a indicação do valor correcto a considerar.

RESPOSTA DA EDA:

As amortizações de subsídios ao investimento no exercício de 2006 na actividade DEE são, efectivamente 1 851 milhares de euros. Conforme já referido no ponto 1.7, os 34 mil euros em falta foram

incluídos, por lapso, na coluna de regularizações no Quadro N8-22 - DEERAA - Subsídios ao investimento na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica nas Linhas de Transporte em AT.

8.2.4 PLANO DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL (PPDA)

8.2.4.1 ACÇÕES ACEITES PARA 2006

O quadro apresentado de seguida identifica as acções e os respectivos valores, aceites no âmbito do PPDA.

Unidade: euros

<i>Programa</i>	AT	MT	BT	Total
A1 - Integração paisagística de subestações		46 265		46 265
A2 - Integração paisagística de redes BT e MT		51 718		51 718
A3 - Integração paisagística de redes PT		27 771		27 771
C1 - Protecção de avifauna		3 133		3 133
E1 - Formação em ambiente	264	902	1 426	2 593
Total	264	129 789	1 426	131 479

Relativamente aos valores aceites, solicita-se, para efeitos do cálculo do ajustamento de 2006, o envio da seguinte informação:

- Indicação do enquadramento dos custos de cada acção (investimento e exploração);
- Desagregação dos custos por naturezas e nível de tensão;
- Relativamente às acções de investimento identificar os valores que foram transferidos para imobilizado em exploração, em 2006, com a indicação do seu enquadramento ao nível dos quadros de investimento da Norma Complementar 8.

RESPOSTA DA EDA:

Os programas A1 – Integração paisagística de subestações, A2 - Integração paisagística de redes BT e MT e A3 - Integração paisagística de redes PT foram integrados em acções de **investimento** da empresa. Todos os custos relativos a estas acções correspondem a aquisições directas a fornecedores. Os custos resultantes dos programas C1 – Protecção de avifauna e E1 – Formação em ambiente são custos de **exploração** registados como fornecimentos e serviços externos.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2006 E 2007 A REPERCUTIR EM 2008

Esclarecimentos solicitados às empresas

Programa	Aq. Directas	FSE	Total
A1 - Integração paisagística de subestações	46.265	0	46.265
A2 - Integração paisagística de redes BT e MT	51.718	0	51.718
A3 - Integração paisagística de redes PT	27.772	0	27.772
C1 - Protecção da Avifauna	0	3.133	3.133
E1 - Formação em Ambiente	0	2.593	2.593
Total	125.755	5.725	131.480

Os valores relativos às obras de investimento transferidos para exploração em 2006 são apresentados no quadro seguinte, onde também é indicado o quadro e rubrica da Norma 8 em que estão incluídos.

unid: euros			
Programa	Montante	Quadro N8	Rúbrica
A2 - Integração paisagística de redes BT e MT	46.265	N8 -19a	Eq. Básico Subestações
A3 - Integração paisagística de redes PT	17.590	N8 -19a	Eq. Básico Linhas
Total	63.855		

8.3 EEM

A ERSE sentiu necessidade de efectuar pedidos de esclarecimentos adicionais relativos aos valores verificados no ano de 2006. Os pedidos efectuados pela ERSE e o respectivo esclarecimento enviado pela EEM encontram-se nos pontos seguintes.

8.3.1 BALANÇO DE ENERGIA ELÉCTRICA - QUANTIDADES

Entre 2005 e 2006, os fornecimentos em MT apresentam uma quebra de cerca de 3,3%.

QUESTÃO ERSE

Que acontecimentos justificam essa realidade?

RESPOSTA DA EEM

“As leituras das instalações com fornecimentos de energia em Média Tensão, são efectuadas mensalmente, não sendo afectadas pela aplicação de médias. Assim, a quebra de 3,3%, está directamente relacionada com a diminuição efectiva do consumo. De facto, no ano de 2006 verificou-se um abrandamento da actividade económica Regional (com particular incidência no sector industrial e das obras públicas), que conjugado com uma maior preocupação na implementação de medidas de eficiência energética, originou uma quebra de 3,3%.”

8.3.2 PROVISÕES E UTILIZAÇÕES DO EXERCÍCIO:

À semelhança do ano passado, a EEM criou em 2006 uma provisão para outros riscos e encargos no montante de 76 667 euros.

QUESTÃO ERSE

Qual o risco coberto por esta provisão?

RESPOSTA DA EEM

“Conforme apresentado no ponto 5.3 do documento “Análise das Demonstrações financeiras de EEM para o ano 2006”, a provisão para outros riscos e encargos de 76.667 Euros foi criada pela EEM em

2006, para fazer face a potenciais contingências fiscais. De referir que esta provisão não foi considerada pela Empresa para efeitos de cálculo do ajustamento relativo ao ano de 2006 a ser recebido em 2008.”

8.3.3 PROVEITOS EXTRAORDINÁRIOS

A rubrica de “proveitos extraordinários - outros proveitos” da EEM atinge o montante de 582 940 euros, encontrando-se aqui contabilizados 150 mil euros de utilização de provisão constituída em 2005 para possíveis contingências fiscais.

QUESTÃO ERSE

Como se encontra repartida a utilização da provisão mencionada anteriormente pelas três actividades reguladas?

RESPOSTA DA EEM

“A anulação desta provisão, é repartida de acordo com o critério de Custos com Pessoal de 2006, o mesmo critério utilizado em 2005, aquando da constituição da provisão (Custos com Pessoal de 2005), apurando-se os seguintes valores:

	AGSRAM	DEE	CEE	Total EEM
2005 REAL - Constituição da Provisão #67	43.199	78.356	28.445	150.000
Critério - custos com pessoal - 2005 Real	28,8%	52,2%	19,0%	100,0%
2006 REAL - Utilização da Provisão #79	43.397	78.539	28.064	150.000
Critério - custos com pessoal - 2006 Real	28,9%	52,4%	18,7%	100,0%

O critério utilizado na anulação desta provisão consta do documento “Descrição dos critérios de repartição das rubricas da Demonstração de Resultados da Contabilidade Analítica EEM 2006”.

NOVA QUESTÃO ERSE

Dado esta rubrica contabilizar 200 mil euros na actividade de AGS, referentes ao contrato com a GALP, qual a natureza do valor remanescente repartido pelas três actividades reguladas?

RESPOSTA EEM:

“O valor remanescente de 232.940 €, inclui:

- 106.904€ referentes a mais-valias obtidas com a alienação de veículos da antiga frota da EEM, tendo sido apenas considerados os veículos restituídos até 31 de Dezembro de 2006. De referir que este montante foi deduzido para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos. Este valor foi repartido por cada uma das actividades, de acordo com a respectiva proporção de viaturas directamente alocadas, apurando-se os seguintes montantes: AGS 6.682€, DEE 86.860€ e CEE 13.363€;
- 30.094€ relativos á alienação de um edifício afecto à área comercial e de equipamentos informáticos obsoletos (montante alocado à actividade CEE);
- 47.596€ referentes a ganhos em existências decorrentes da venda de sucata e desperdícios de material, e ainda de algumas indemnizações recebidas a título de danos em mercadorias (montante alocado à actividade DEE);
- 48.346€ relativos a proveitos extraordinários decorrentes da venda de cadernos de encargos de concursos públicos (montante alocado à actividade CEE).”

8.3.4 COMBUSTÍVEIS

À semelhança dos anos anteriores, solicitamos o envio dos custos unitários e das quantidades consumidas, por tipo de combustível e por ilha, verificados em 2006.

Resposta EEM:

2006 Real					
	Custo médio unitário (CIF)	Quantidades consumidas t/kl	Custo total anual Eur	Quant It	Quant Kg
Madeira					
Fuelóleo Eur/t	298,37	119 313	35 599 782	121 007 160 lt	119 313 059 Kg
Gasóleo Eur/kl	541,24	1 526	826 087	1 526 287 lt	
Óleo Eur/kl	1 076,98	988	1 064 330	988 257 lt	
			37 490 199		
Porto Santo					
Fuelóleo Eur/t	323,12	8 457	2 732 603	8 577 286 lt	8 457 204 Kg
Gasóleo Eur/kl	514,01	274	140 975	274 266 lt	
Óleo Eur/kl	2 007,27	43	86 975	43 330 lt	
			2 960 554		
Região Autónoma					
Fuelóleo Eur/t	300,01	127 770	38 332 385	129 584 446 lt	127 770 264 Kg
Gasóleo Eur/kl	537,09	1 801	967 063	1 800 553 lt	
Óleo Eur/kl	1 116,05	1 032	1 151 305	1 031 587 lt	
			40 450 753		

8.3.5 LICENÇAS DE CO₂

Uma vez que a ERSE não tem conhecimento do conteúdo da interpretação técnica dos auditores externos da EEM (KPMG) relativo às licenças de CO₂ solicitamos o esclarecimento dos movimentos contabilísticos associados à atribuição a título gratuito, à aquisição a título oneroso e ao consumo de licenças de CO₂ registado pela EEM em 2005 e em 2006.

Adicionalmente, surgiram algumas questões, a seguir enunciadas, para as quais solicitamos a colaboração da EEM para a sua compreensão.

8.3.5.1 INTERPRETAÇÃO TÉCNICA Nº 4 - ANO 2005

QUESTÃO 1:

No processo de cálculo de tarifas para 2007, a EEM referiu que o défice de licenças relativo ao ano de 2005 era de 50 284 licenças enquanto que no documento agora enviado, relativo à análise às demonstrações financeiras do ano de 2006, refere no ponto 6.22 que o défice de licenças para aquele ano é de 50 742 licenças. Qual a justificação para a alteração do défice de licenças referente ao ano de 2005?

RESPOSTA EEM:

“Tal como referido na resposta ao vosso mail de 22 de Setembro de 2006, esta diferença deriva de não terem sido consideradas, em 2005, as emissões correspondentes ao funcionamento a gásóleo da caldeira de aquecimento do Fuel Óleo na Central Térmica do Porto Santo, que não estavam devidamente contempladas no título de emissão de gases com efeitos de estufa, o que só foi averiguado pela entidade Certificadora APCER a 30 de Abril de 2006, ou seja, após a data de envio do reporting à ERSE que ocorreu no dia 28 de Abril de 2006. Este facto, originou um défice superior de 458 licenças que não foi considerado pela EEM para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos de 2005.”

QUESTÃO 2:

Nas contas fechadas de 2005, enviadas para o processo de cálculo das tarifas para 2007, a EEM considerou como preço médio para a valorização das licenças atribuídas, a cotação *spot* no final do ano de 2005 fornecida pela Intervalores - Sociedade Correctora, S.A.. Qual a justificação para considerar como custo operacional de 2006 o diferencial das cotações do défice de licenças de 2005? Adicionalmente, qual a justificação para considerar a cotação a 2 de Janeiro de 2006?

RESPOSTA EEM:

“Com referência a 31 de Dezembro de 2005, a EEM procedeu ao registo de uma provisão para fazer face às responsabilidades por emissões de gases com efeito de estufa, as quais foram apuradas pelo diferença entre os consumos de CO₂ efectuados e as licenças de emissão de CO₂ em carteira a essa data. Esta provisão foi calculada considerando esta diferença e o valor de mercado das licenças à data de balanço, determinado com base na cotação da bolsa Nord pool com referência a 30 de Dezembro de 2005 (21,10€/ tCO₂).

No entanto, no decorrer do exercício de 2006 e para efeitos da determinação do justo valor das licenças de CO₂, a EEM passou a utilizar a bolsa Powernext, a qual é consideravelmente mais líquida e consequentemente um melhor indicador do valor de mercado das referidas licenças, apresentando uma cotação de 22,35€/ tCO₂ em 2 de Janeiro de 2006.

A EEM tendo-se apercebido da tendência de descida dos preços das licenças de CO₂, apenas adquiriu as necessárias para satisfazer o défice de 2005, durante o mês de Maio de 2006, data posterior à data limite para a entrega das licenças referentes às emissões de 2005 (30 de Abril de 2006), tendo os Auditores considerado que à data da entrega dessas licenças a EEM apenas disponha das licenças atribuídas gratuitamente em 2005 e em 2006 (estas últimas entregues aos operadores até ao final de Fevereiro do ano a que dizem respeito). Os Auditores, consideraram que o défice de 2005 deveria ser colmatado com a utilização das licenças atribuídas gratuitamente ainda em carteira (2006). Os Auditores também recomendaram que a valorização das licenças atribuídas gratuitamente para 2006, fosse efectuada com referência à cotação de 2 de Janeiro desse ano.

De notar, que anualmente as empresas tem de depositar as licenças correspondentes às emissões verificadas, no ano anterior, até ao dia 30 de Abril, podendo estas ser as atribuídas gratuitamente para qualquer período.”

QUESTÃO 3:

Utilizando os valores disponibilizados pela EEM para licenças em défice em 2005 e o diferencial das cotações (21,10 euros referentes à cotação a 31 de Dezembro de 2005 face aos 22,35 euros relativos à cotação de 2 Janeiro de 2006) não compreendemos o valor de 73 milhares de euros, referido na página 7.

RESPOSTA EEM:

“A provisão de 2005 foi feita com base na cotação de 21,10 euros considerando um défice de 50.284. No entanto como referido na resposta à questão 1, o défice verificado foi de 50.742, o que faz com que, mantendo o valor da provisão do ano anterior, o custo unitário das licenças passe de 21,10€/ tCO₂ para

20,91€/ tCO₂. Assim, os 73 milhares de euros são obtidos multiplicando os 50.742 pela diferença entre os 22,35€/ tCO₂ e os 20,91€/ tCO₂.”

8.3.5.2 INTERPRETAÇÃO TÉCNICA Nº 4 - ANO 2006

Segundo a Interpretação Técnica nº 4, “no momento inicial, as licenças de emissão devem ser mensuradas pelo justo valor quando adquiridas a título gratuito e pelo custo de aquisição quando adquiridas a título oneroso.”

QUESTÃO 4:

Nas contas enviadas para o processo de cálculo das tarifas para 2007, a EEM indica que lhe foram atribuídas, a título gratuito, 972 156 licenças de CO₂ para o triénio 2005-2007. Tal como indicado pela empresa e, de acordo com a Interpretação Técnica Nº 4, em cada ano são atribuídas licenças correspondentes a 1/3 do montante global.

Qual a justificação para que a EEM refira que o montante de licenças atribuídas para o ano de 2006 seja de 350 845 e não de 324 052, no seguimento do mencionado anteriormente?

RESPOSTA EEM:

“Em conformidade com o PNALE I, a atribuição das licenças de emissão de CO₂ a título gratuito para o período de 2005 a 2007 será efectuada de forma faseada, sendo atribuído, em cada exercício, um número de licenças correspondente a um terço do montante global atribuído a cada instalação para este período de três anos.

Em conformidade com o PNALE I, o número de licenças de emissão atribuível numa base anual à Central Térmica de Porto Santo e à Central Térmica da Vitória ascende a 26 793 tCO₂ e 324 052 tCo₂, respectivamente (montante global: 350 845 tCO₂).”

Questão 5:

Qual a justificação para que as licenças de CO₂ atribuídas gratuitamente em 2006 sejam valorizadas à cotação de 2 de Janeiro (€22,35) e não à cotação de final de ano?

RESPOSTA EEM:

“Em conformidade com a Interpretação Técnica n.º 4, os Auditores consideraram que no momento inicial as licenças de emissão de CO₂ devem ser mensuradas pelo respectivo justo valor, quando adquiridas a título gratuito, ou ao custo de aquisição, quando adquiridas a título oneroso.

Considerando que as licenças de emissão adquiridas a título gratuito são registadas como um activo intangível por contrapartida da rubrica de proveitos diferidos (subsídios) no momento da sua atribuição, e que o efeito em resultados dos referidos subsídios deverá ocorrer no momento em que façam sentir os respectivos efeitos económicos (linearmente ao longo do exercício assumindo um consumo constante), consideramos que é apropriado valorizar o benefício que está subjacente às licenças de emissão adquiridas a título gratuito tendo por base o justo valor dos activos na data a partir da qual os benefícios associados à sua manutenção se reflectem.

Desta forma, a contabilização deste benefício (subsídio a reconhecer em resultados) terá por base o justo valor dos activos no primeiro dia útil de cada exercício (data a partir da qual a EEM beneficia da existência do activo).”

Questão 6:

Na rubrica de outros custos operacionais - licenças de CO₂, a EEM refere que se encontram contabilizados 7 512 milhares de euros referentes a 370 103 licenças. De acordo com a explicação apresentada pela EEM, o valor correcto seria o constante no quadro seguinte.

Quadro 8-1 - Valorização das licenças

Licenças (número)	Cotação (euros)	Valorização (euros)
70 000	11,82	827 400
300 103	22,35	6 707 302
370 103	20,36	7 534 702

Qual o valor correcto a considerar?

RESPOSTA EEM:

“Estando o quadro certo (embora, com a utilização de 3 casas decimais, o valor contabilizado ascenda a 7.534.996 euros) houve um erro de digitação no texto, pelo que onde se lê 7.512 milhares de euros, deve-se ler 7.535 milhares de euros.”

QUESTÃO 7:

A EEM refere que as suas centrais térmicas emitiram 405 075 licenças de CO₂ em 2006.

Por outro lado, a EEM refere que tem contabilizado na conta 65 o valor correspondente à valorização de 370 103 licenças e, na conta 67 o valor correspondente à valorização de 34 972 licenças perfazendo o montante de licenças emitidas pelas centrais térmicas da EEM em 2006. Na valorização das 370 103 licenças não se encontram contabilizadas as licenças que a EEM adquiriu em 2006 para fazer face ao défice de licenças de 2005, no montante de 50 742 licenças?

RESPOSTA EEM:

“Tal como referido na resposta à questão 2, por recomendação dos Auditores, o défice de 2005 foi colmatado com licenças atribuídas gratuitamente em 2006, uma vez que as aquisições para fazer face ao mesmo apenas ocorreram em Maio de 2006. Assim sendo, as 50.742 licenças valorizadas a 22,35 euros perfazem um total de 1.134.084 euros, dos quais 1.060.988 euros anularam a conta 29 (provisões), estando os remanescentes 73 milhares de euros (referidos na questão 3) contabilizados na rubrica outros custos operacionais.”

QUESTÃO 8:

Na rubrica de “Imobilizado incorpóreo - outros” da actividade de AGS (Quadro N11-06a) encontra-se contabilizado um montante de 7 514 118 euros em custos técnicos. Assumindo que esta contabilização é referente às licenças de CO₂ adquiridas e/ou atribuídas gratuitamente, quais os pressupostos considerados que justificam este valor e como se concilia com o apresentado na Questão 6?

RESPOSTA EEM:

“O montante de 7.514.118 euros corresponde à totalidade dos aumentos na rubrica “Imobilizado incorpóreo- outros”, sendo que 7.511.682 euros dizem respeito a licenças de CO₂, conforme se apresenta:

Descrição	Licenças	V.Unit.	V.Total
Atribuídas gratuitamente em 2006	350.845,00	22,350	7.841.385,75
Utilizadas para fazer face ao défice de 2005	-50.742,00	22,350	-1.134.083,70
Adquiridas *	70.000,00	11,491	804.380,00
Total da conta 43 (licenças de emissão) no final de 2006	370.103,00		7.511.682,05
Despesas de consultoria associadas à aquisição de licenças de CO2 *			23.314,54
Valor da questão 6			7.534.996,59

* As despesas de consultoria associadas á aquisição das licenças de CO2, foram facturadas em documento separado, tendo por isso sido registadas directamente na rubrica outros custos operacionais- licenças de CO2, por se tratar de um custo indissociável das transacções de aquisição de licenças. deste modo, o verdadeiro preço médio das 70.000 licenças adquiridas durante o ano de 2006, foi de 11,82€/tCO2 ((804.380,00 + 23.314,54)/70.000)

Importa referir que, para efeitos de cálculo da remuneração do imobilizado da EEM, não foi considerado o valor do imobilizado incorpóreo referente às licenças de CO2.”

8.3.6 PLANO DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL

O quadro apresentado de seguida identifica as acções e os respectivos valores, aceites no âmbito do PPDA de 2006.

Figura 8-1 - Valor aceite de PPDA - 2006

Programa	Unidade: EUR			
	AT	MT	BT	Total
Integração paisagística de linhas em BT	0	0	27	27
Integração paisagística de linhas em MT	0	150 773	0	150 773
Protecção da avifauna	2 110	18 123	0	20 233
Total	2 110	168 896	27	171 033

As acções aceites no âmbito do PPDA são acções de investimento que se encontram reflectidas na descrição enviada na Norma 16 (Quadros N16-01 e Quadro N16-14, respectivamente). Relativamente aos valores aceite, solicita-se, para efeitos do cálculo do ajustamento de 2006, a identificação dos valores que foram transferidos para imobilizado em exploração, em 2006, com a indicação do seu enquadramento ao nível dos quadros de investimento da Norma Complementar 11 e da Norma Complementar 12.

RESPOSTA EEM:

“Os investimentos do PPDA no valor de 171.033 euros foram contabilizados em imobilizado em curso, não gerando remuneração neste exercício. Na verdade, de acordo com o esquema de remuneração do PPDA, a EEM deveria ter considerado mais 171.033 euros no cálculo do ajustamento de 2006. Em anexo apresentamos a Norma 11 e 12 com o enquadramento destes valores nos anos de 2006, 2007 e 2008.”

8.3.7 DIREITOS DE PASSAGEM

Qual o critério de repartição por nível de tensão (DEE) para 2006?

RESPOSTA EEM:

“Em conformidade com o apresentado na resposta à questão anterior, o critério de repartição adoptado pela EEM, para a repartição por nível de Tensão do valor dos Direitos de Passagem, respeita os princípios antes referidos, que são aplicáveis à generalidade das rubricas, sendo alocado 90% do valor total, ao nível de Baixa Tensão e 10% à Média Tensão.”

ANEXOS

ANEXO I
- PLANO DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL DA REN

I. PLANO DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL DA REN

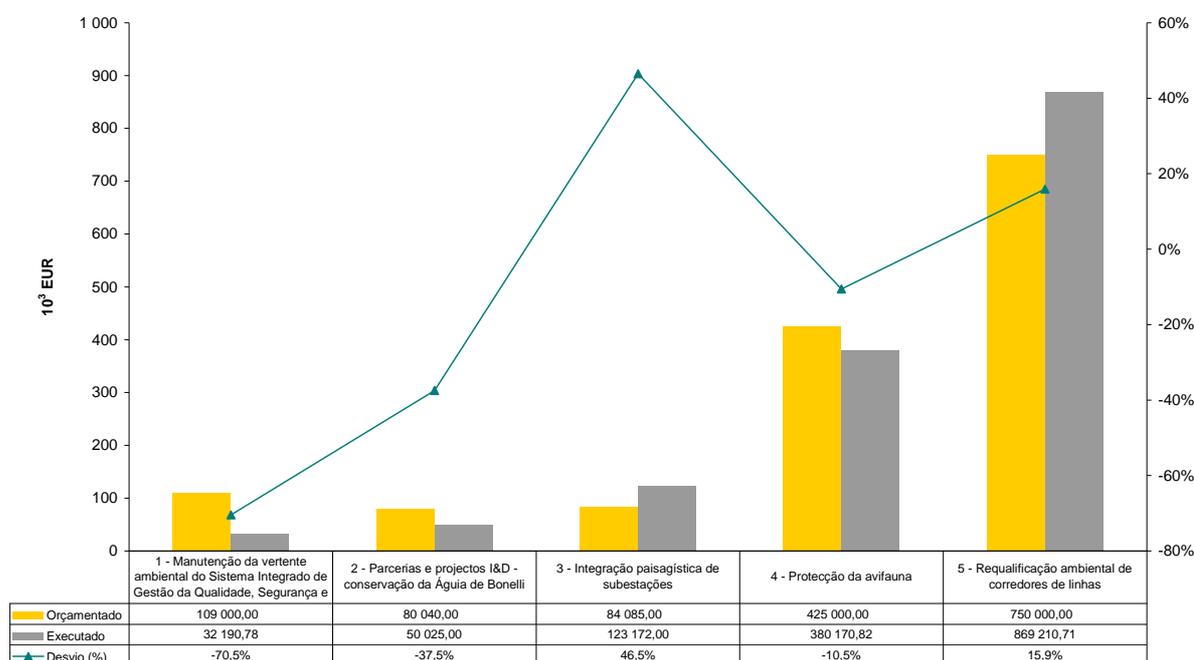
A. EXECUÇÃO ORÇAMENTAL

No quadro e figura seguintes sintetiza-se a execução orçamental verificada em 2006.

Unidade: EUR

Medida	Orçamentado	Executado	Desvio	Desvio (%)
1 - Vertente ambiental do Sistema Integrado de Gestão da Qualidade, Segurança e Ambiente	109 000,00	32 190,78	-76 809,22	-70,5%
2 - Parcerias e projectos I&D - conservação da Água de Bonelli	80 040,00	50 025,00	-30 015,00	-37,5%
3 - Integração paisagística de subestações	84 085,00	123 172,00	39 087,00	46,5%
4 - Protecção da avifauna	425 000,00	380 170,82	-44 829,18	-10,5%
5 - Requalificação ambiental de corredores de linhas	750 000,00	869 210,71	119 210,71	15,9%
Total	1 448 125,00	1 454 769,31	6 644,31	0,5%

Figura I - 1 - Execução orçamental do PPDA da REN



Verifica-se que, no total, a execução orçamental foi bastante próxima do orçamento previsto (desvio global de 0,5%), embora se tenham verificado desvios significativos na generalidade dos programas.

B. ANÁLISE DE CADA MEDIDA

De seguida apresenta-se uma ficha de avaliação para cada medida.

MANUTENÇÃO DA VERTENTE AMBIENTAL DO SISTEMA INTEGRADO DE GESTÃO DA QUALIDADE, SEGURANÇA E AMBIENTE

Objectivo	- Manter operacional e melhorar a vertente ambiental do sistema integrado de gestão da qualidade, segurança e ambiente - Manter a certificação pela norma NP EN ISO14001:2004
Voluntário?	Sim. Não foi identificada nenhuma obrigação legal que imponha esta medida.
Acções efectuadas	- Manutenção do sistema de gestão, incluindo a realização de auditorias (15 auditorias internas e auditorias externas de certificação). Foi mantida a certificação após auditoria da APCER - Formação em ambiente aos colaboradores da REN - Comunicação ambiental - Relatório de Sustentabilidade de acordo com as directrizes da Global Reporting Initiative (GRI), tríptico "A REN e o Ambiente 2005", Newsletter SIGQAS (interna) - Início de aplicação de uma nova metodologia de avaliação da significância de impactes ambientais
Indicadores de realização	- "Taxa de concretização do plano de actividades" = 64% - "Cumprimento do programa anual de auditorias" = 44% - "Manutenção da certificação" - OK
Indicadores de eficiência	(não definido)
Orçamento (EUR)	109 000,00
Custo (EUR)	32 190,78
Custo MAT (EUR)	18 026,84
Custo AT (EUR)	14 163,94
Desvio (%)	-70,5%
Tarifas 2008 (EUR)	32 190,78
Apreciação	O desvio orçamental deve-se essencialmente a uma maior utilização de recursos internos (não contabilizados no PPDA) em detrimento de consultores externos. Em termos de execução material a avaliação é positiva, com excepção das auditorias internas que se realizaram em menor número do que o previsto. No entanto, o principal objectivo foi conseguido - a manutenção da certificação.

PARCERIAS E PROJECTOS I&D - CONSERVAÇÃO DA ÁGUA DE BONELLI

Objectivo	Minimizar o impacte ambiental sobre a população de água de Bonelli associado ao desenvolvimento da rede de transporte
Voluntário?	Sim. Não foi identificada nenhuma obrigação legal que imponha esta medida. A REN afirma que não estão incluídos os procedimentos obrigatórios associados à avaliação de impacte ambiental
Acções efectuadas	Consultoria prestada pelo Centro de Estudos para a Avifauna Ibérica (CEAI) a todos os consultores que estejam a desenvolver estudos para projectos de expansão da rede de transporte nas regiões do Alentejo, Algarve e Douro Internacional.
Indicadores de realização	- "Cumprimento dos prazos e objectivos do estudo" = 100%
Indicadores de eficiência	- "Custo médio unitário de medição para cada tipo de instalação" - não calculado uma vez que não se realizaram medições de campos electromagnéticos
Orçamento (EUR)	80 040,00
Custo (EUR)	50 025,00
Custo MAT (EUR)	50 025,00
Custo AT (EUR)	0,00
Desvio (%)	-37,5%
Tarifas 2008 (EUR)	50 025,00
Apreciação	Foram atingidos os objectivos pretendidos. O desvio orçamental resultou de ter sido paga ainda em 2005 uma tranche do contrato de consultoria entre a REN e o CEAI

INTEGRAÇÃO PAISAGÍSTICA DE SUBESTAÇÕES

Objectivo	- Integrar no meio quatro subestações (Palmela, Fernão Ferro, Custóias e Trajouce) por motivos patrimoniais, sociais ou naturais.
Voluntário?	Sim. Não foi identificada nenhuma obrigação legal que imponha esta medida.
Acções efectuadas	- Concluídos os projectos de integração paisagísticas das subestações de Palmela, Fernão Ferro e Custóias - Devido a obras de remodelação na Subestação de Trajouce, o projecto de integração paisagístico foi adiado.
Indicadores de realização	- "Taxa de concretização do plano de integração" = 75% - "Cumprimento dos prazos do projecto" = 100% - "Registo fotográfico" - efectuado antes da intervenção - "Grau de satisfação das partes interessadas" - ainda não efectuado
Indicadores de eficiência	€/m2 - ainda não calculado, uma vez que a obra ainda não terminou
Orçamento (EUR)	84 085,00
Custo (EUR)	123 172,00
Custo MAT (EUR)	68 976,32
Custo AT (EUR)	54 195,68
Desvio (%)	46,5%
Tarifas 2008 (EUR)	123 172,00
Apreciação	Com excepção da Subestação de Trajouce as intervenções têm decorrido conforme planeado. Tem-se alguma dificuldade em compreender que a REN não tenho previsto a necessidade de remodelar a Subestação de Trajouce antes de a considerar nas obras de integração paisagística. A acção de monitorização em curso à intervenção em Palmela permitirá uma melhor caracterização dos méritos ambientais associados a este tipo de intervenções. A justificação para o aumento de custos, apesar do adiamento da intervenção em Trajouce, não é totalmente satisfatória.

PROTECÇÃO DA AVIFAUNA

Objectivo	Minimizar o impacte da rede de transporte na avifauna
Voluntário?	Sim. Não foi identificada nenhuma obrigação legal que imponha esta medida.
Acções efectuadas	- Controlo da nidificação da cegonha branca - instalados 219 dispositivos dissuasores, 160 plataformas de nidificação, transferidos 109 ninhos e feitas rondas de helicóptero - Sinalização de linhas - Na Linha Ferreira do Alentejo - Ourique foram instalados 16355 equipamentos de dissuasão
Indicadores de realização	- "Relatório para o ICN" - OK - "Diminuição da taxa de incidentes" - a taxa aumentou em 3% - "Cumprimento prazos para a sinalização de linhas" - 100% - "Diminuição da taxa de mortalidade" - não calculado
Indicadores de eficiência	- "Custo de intervenções tipo" - 216,53 €/plataforma; 232,68 €/dissuasor; 148,23€/transferência ninho - "Custo de sinalização de linhas" - 7007,47 €/km
Orçamento (EUR)	425 000,00
Custo (EUR)	380 170,82
Custo MAT (EUR)	380 170,82
Custo AT (EUR)	0,00
Desvio (%)	-10,5%
Tarifas 2008 (EUR)	380 170,82
Apreciação	No geral foram cumpridos os objectivos traçados para o plano. O aumento da taxa de incidentes provocados por aves, que contrariou a descida verificada nos últimos anos, é justificado pela REN pelo crescimento verificado na população de cegonhas e pela sua maior dispersão territorial. São apresentadas fotografias da linha sinalizada.

REQUALIFICAÇÃO AMBIENTAL DE CORREDORES DE LINHAS

Objectivo	Diminuir o impacte paisagístico provocado por linhas que ficam fora de serviço	
Voluntário?	Sim. Não foi identificada nenhuma obrigação legal que imponha esta medida (a REN pode optar por manter o corredor de linhas, desde que faça a respectiva conservação)	
Acções efectuadas	Desmontados cerca de 29 km de linhas (9 km das linhas Zêzere - Porto Alto (1 e 2) e 20 km da linha Ermesinde - Estarreja 2)	
Indicadores de realização	- "Taxa de concretização do plano de desmontagem" - 90% (Zêzere - Porto Alto); 50% (Ermesinde - Estarreja) - "Cumprimento dos prazos dos projectos" - verificaram-se atrasos - "Registo fotográfico" - OK - Grau de satisfação das partes interessadas" - não efectuado	
Indicadores de eficiência	€/km = 15425,76 (linha simples), 25052,53 (linha dupla)	
Orçamento (EUR)		750 000,00
Custo (EUR)		869 210,71
Custo MAT (EUR)		869 210,71
Custo AT (EUR)		0,00
Desvio (%)		15,9%
Tarifas 2008 (EUR)		869 210,71
Apreciação	O benefício ambiental encontra-se bem documentado com fotografias comparativas da situação antes e depois das intervenções. O atraso verificado na desmontagem das linhas não foi justificado, embora a REN informe que as obras foram concluídas em 2007. O custo foi superior ao orçamentado por erro na orçamentação que considerou uma linha simples em vez de uma linha dupla.	

C. CUSTOS POR NÍVEL DE TENSÃO

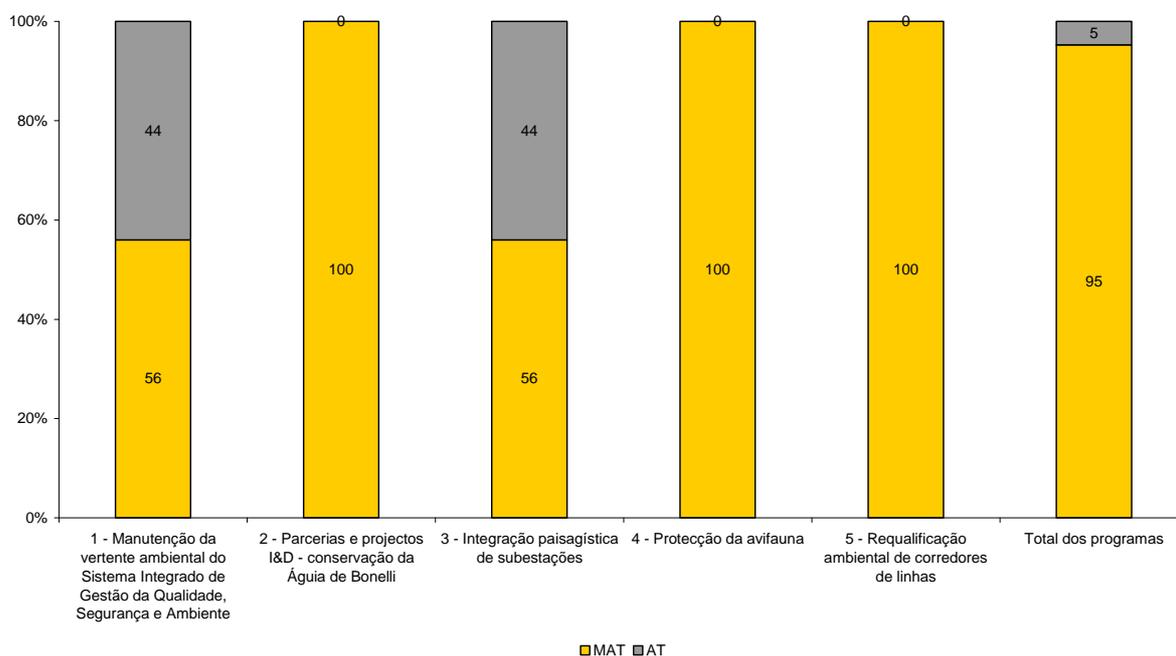
A distribuição dos custos verificados em 2006 por nível de tensão é apresentada no quadro seguinte.

Quadro I - 1 - Custos do PPDA da REN, por nível de tensão

Medida	Unidade :EUR		
	MAT	AT	Total
1 - Vertente ambiental do Sistema Integrado de Gestão da Qualidade, Segurança e Ambiente	18 026,84	14 163,94	32 190,78
2 - Parcerias e projectos I&D - conservação da Águia de Bonelli	50 025,00	0,00	50 025,00
3 - Integração paisagística de subestações	68 976,32	54 195,68	123 172,00
4 - Protecção da avifauna	380 170,82	0,00	380 170,82
5 - Requalificação ambiental de corredores de linhas	869 210,71	0,00	869 210,71
TOTAL	1 386 409,69	68 359,62	1 454 769,31

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição, em termos relativos, dos custos por nível de tensão.

Figura I - 2 - Custos do PPDA da REN, por nível de tensão



D. CUSTOS A CONSIDERAR NAS TARIFAS PARA 2008

Os custos a considerar nas tarifas para 2008 são apresentados no quadro seguinte.

Quadro I - 2 - Custos aceites do PPDA da REN, por nível de tensão

Medida	Unidade :EUR			Aceitação (%)
	MAT	AT	Total	
1 - Vertente ambiental do Sistema Integrado de Gestão da Qualidade, Segurança e Ambiente	18 026,84	14 163,94	32 190,78	100
2 - Parcerias e projectos I&D - conservação da Águia de Bonelli	50 025,00	0,00	50 025,00	100
3 - Integração paisagística de subestações	68 976,32	54 195,68	123 172,00	100
4 - Protecção da avifauna	380 170,82	0,00	380 170,82	100
5 - Requalificação ambiental de corredores de linhas	869 210,71	0,00	869 210,71	100
TOTAL	1 386 409,69	68 359,62	1 454 769,31	100

ANEXO II
- PLANO DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL DA EDP DISTRIBUIÇÃO

II. PLANO DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL DA EDP DISTRIBUIÇÃO

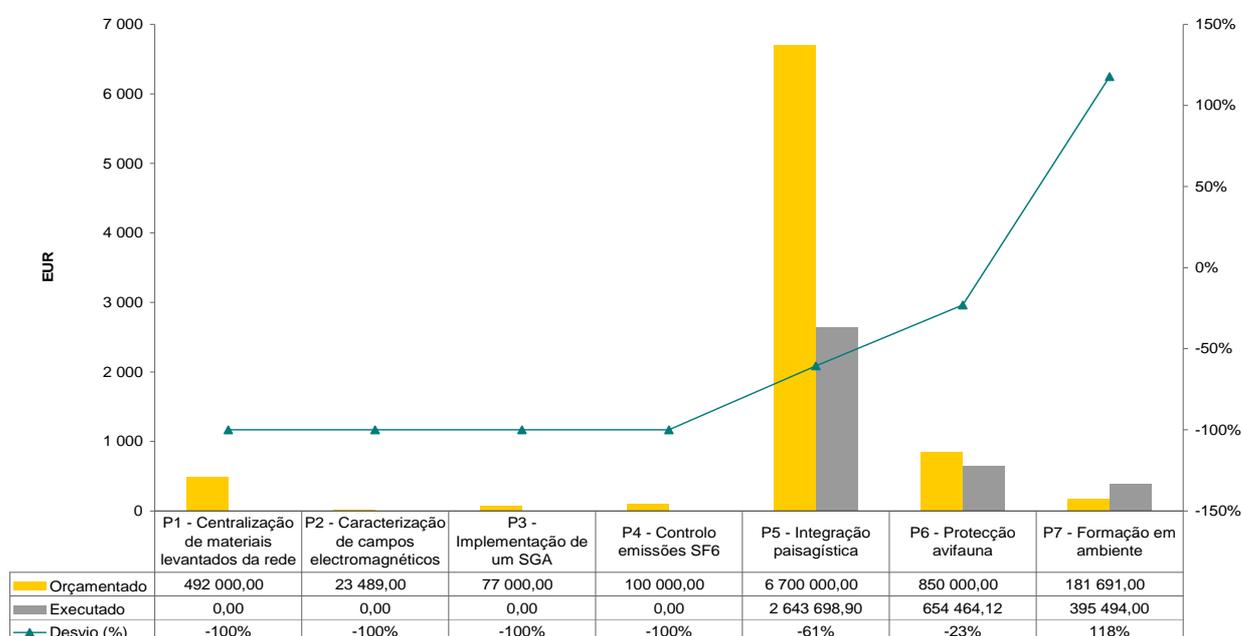
A. EXECUÇÃO ORÇAMENTAL

No quadro e figura seguintes sintetiza-se a execução orçamental verificada em 2006.

Unidade: EUR

Programa	Orçamentado	Executado	Desvio	Desvio (%)
P1 - Centralização de materiais levantados da rede	492 000,00	0,00	-492 000,00	-100%
P2 - Caracterização de campos electromagnéticos	23 489,00	0,00	-23 489,00	-100%
P3 - Implementação de um SGA	77 000,00	0,00	-77 000,00	-100%
P4 - Controlo emissões SF6	100 000,00	0,00	-100 000,00	-100%
P5 - Integração paisagística	6 700 000,00	2 643 698,90	-4 056 301,10	-61%
P6 - Protecção avifauna	850 000,00	654 464,12	-195 535,88	-23%
P7 - Formação em ambiente	181 691,00	395 494,00	213 803,00	118%
Total	8 424 180,00	3 693 657,02	-4 730 522,98	-56%

Figura II - 1 - Execução orçamental do PPDA da EDP Distribuição



Verifica-se que a execução orçamental foi bastante baixa, tendo existido quatro programas sem actividade durante o ano de 2006.

B. ANÁLISE DE CADA PROGRAMA

De seguida apresenta-se uma ficha de avaliação para cada programa.

P1 - CENTRALIZAÇÃO E PARQUEAMENTO DE MATERIAIS LEVANTADOS DA REDE, POTENCIAIS RESÍDUOS

Objectivo	- Organizar os circuitos de materiais levantados da rede no sentido de diminuir o risco de dispersão e deposição em locais inadequados - Criar condições adequadas nos locais de concentração
Voluntário?	Sim. De acordo com a lei o produtor de resíduos é responsável pela sua gestão. No entanto, a EDP Distribuição informou a ERSE que a aplicação da Lei à EDP Distribuição é complexa, dado o tipo de actividade, não concentrada num sítio industrial. As entidades competentes na matéria tendem a considerar o material um resíduo somente quando dá entrada no armazém e é classificado como tal, pelo que a responsabilidade legal somente se aplicaria depois da recepção do material no armazém.
Acções efectuadas	Por condicionantes relacionadas com licenciamento das intervenções, não foram concretizadas as acções previstas para 2006
Indicadores de realização	- "N.º de instalações criadas" = 0 - "N.º de instalações adaptadas" = 0
Indicadores de eficiência	(não definido)
Orçamento (EUR)	492 000,00
Custo (EUR)	0,00
Custo AT (EUR)	0,00
Custo MT (EUR)	0,00
Custo BT (EUR)	0,00
Desvio (%)	-100,0%
Tarifas 2008 (EUR)	0,00
Apreciação	Embora os atrasos sejam justificados pela empresa como sendo responsabilidade de entidades externas (em especial o licenciamento camarário), o facto deste programa transitar já do PPQA 2005 levaria a supor que a empresa conseguiria efectuar um planeamento mais rigoroso do desenvolvimento deste programa.

P2 - CARACTERIZAÇÃO DE INSTALAÇÕES ELÉCTRICAS TIPO, NO ÂMBITO DOS CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS

Objectivo	- Caracterizar os campos electromagnéticos associados a instalações tipo (postos de seccionamento, subestações, postos de transformação, linhas a diferentes níveis de tensão) - Verificar o cumprimento das recomendações em vigor sobre campos electromagnéticos - Assegurar mecanismos de informação e transparência junto das partes interessadas
Voluntário?	Sim. Não foi identificada nenhuma obrigação legal que imponha esta medida.
Acções efectuadas	Durante 2006 somente foi constituído um grupo de trabalho cujas primeiras acções estavam previstas para Fevereiro de 2007. Verifica-se assim um atraso relativamente ao planeado.
Indicadores de realização	- Cumprimento dos prazos previstos para o estudo - verificou-se um atraso significativo
Indicadores de eficiência	- "Custo médio unitário de medição para cada tipo de instalação" - não calculado uma vez que não houve medições de campos electromagnéticos
Orçamento (EUR)	23 489,00
Custo (EUR)	0,00
Custo AT (EUR)	0,00
Custo MT (EUR)	0,00
Custo BT (EUR)	0,00
Desvio (%)	-100,0%
Tarifas 2008 (EUR)	0,00
Apreciação	Os atrasos (que levou a que o programa praticamente não tenha arrancado) são justificados por razões internas à empresa.

P3 - IMPLEMENTAÇÃO DE UM SISTEMA DE GESTÃO AMBIENTAL

Objectivo	- Desenvolver um sistema de gestão ambiental de acordo com a norma ISO14001:2004 e obter a sua certificação.
Voluntário?	Sim. Não foi identificada nenhuma obrigação legal que imponha esta medida.
Acções efectuadas	- Nomeado um grupo de trabalho interno para implementação das acções previstas no programa. - Adjudicação a um consultor de um diagnóstico ambiental (cujos trabalhos tiveram início em 2007). - Divulgação junto das entidades operacionais na empresa.
Indicadores de realização	- "Cumprimento dos prazos previstos para o diagnóstico ambiental, processo de implementação e certificação" - verificou-se um atraso. No PPDA estava previsto que o diagnóstico ficasse concluído em 2006.
Indicadores de eficiência	(não definido)
Orçamento (EUR)	77 000,00
Custo (EUR)	0,00
Custo AT (EUR)	0,00
Custo MT (EUR)	0,00
Custo BT (EUR)	0,00
Desvio (%)	-100,0%
Tarifas 2008 (EUR)	0,00
Apreciação	Dada a dimensão da empresa, o atraso é de algum modo compreensível, em especial porque o calendário previsto no PPDA sempre foi considerada pela ERSE como ambicioso.

P4 - CONTROLO DE EMISSÃO DE SF₆

Objectivo	- Manter actualizado o cadastro da quantidade de SF ₆ presente nos equipamentos e das fugas verificadas. - Implementação de acções que minimizem as fugas de SF ₆ .
Voluntário?	Sim. Não foi identificada nenhuma obrigação legal que imponha esta medida.
Acções efectuadas	- A empresa continuou o esforço junto dos fornecedores de equipamento para obter informação rigorosa sobre a quantidade de SF ₆ em cada equipamento. Foi possível estimar um valor para o SF ₆ presente em equipamentos em exploração (18 420 Kg). - Encomenda de equipamentos para minimização de fugas de SF ₆ . - Preparação de alterações nos sistemas informáticos da empresa com vista a registar as fugas de SF ₆ .
Indicadores de realização	- "Cumprimento prazos para actualização do cadastro" - OK - "Aquisição de equipamentos para recuperação de SF ₆ " - atraso - "Cumprimento de prazos de adequação do sistema corporativo" - atraso - "SF ₆ não emitido para a atmosfera" - (acção não efectuada)
Indicadores de eficiência	"€/kg SF ₆ " - não foi possível calcular por não ter sido executada a tarefa
Orçamento (EUR)	100 000,00
Custo (EUR)	0,00
Custo AT (EUR)	0,00
Custo MT (EUR)	0,00
Custo BT (EUR)	0,00
Desvio (%)	-100,0%
Tarifas 2008 (EUR)	0,00
Apreciação	O principal atraso verificado deveu-se a dificuldades na aquisição dos equipamentos. Estes atrasos não estão devidamente justificados.

P5 - INTEGRAÇÃO PAISAGÍSTICA DE INFRA-ESTRUTURAS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Objectivo	- Integrar no meio envolvente, por razões patrimoniais, sociais ou naturais, as instalações da rede de distribuição (linhas, subestações e postos de transformação).
Voluntário?	Sim. Não foi identificada nenhuma obrigação legal que imponha esta medida.
Acções efectuadas	- Realizadas acções do seguinte tipo: passagem de linha aérea a subterrânea; desmontagem de linha aérea; desvio de linhas áreas; alterações de PT e subestações; substituição de PT e subestações. - Realizadas um total de 99 intervenções (AT - 2; MT - 55; BT - 42), sendo a intervenção mais frequente a passagem de linha área a subterrânea.
Indicadores de realização	(ver quadro auxiliar)
Indicadores de eficiência	(ver quadro auxiliar)
Orçamento (EUR)	6 700 000,00
Custo (EUR)	2 643 698,90
Custo AT (EUR)	345 796,38
Custo MT (EUR)	1 335 332,47
Custo BT (EUR)	962 570,05
Desvio (%)	-60,5%
Tarifas 2008 (EUR)	2 643 698,90
Apreciação	O desvio verificado é justificado pela empresa como resultando de uma má estimativa inicial, uma vez que o número de obras realizado em 2006 é muito semelhante ao realizado em 2005 (este programa existia já no PPQA 2005). Estavam previstas 210 obras e foram executadas 99. Considera-se que o número de fotografias demonstrativas dos benefícios ambientais não é ainda suficiente. É apresentada uma listagem com todas as intervenções efectuadas e justificação sucinta. Reconhece-se um esforço da empresa em calcular os indicadores, tendo adoptado procedimentos internos de normalização sobre este tema.

Indicadores de realização

	Número de obras			
	AT	MT	BT	TOTAL
Passagem LA a LS existente	1	35	36	72
Passagem LA a LS projecto				0
Desmontagem de LA	1	7		8
Desvio de LA existente		1	3	4
Desvio de LA projecto				0
Alteração de PT/SE existente		3	3	6
Alteração de PT/SE projecto				0
Substituição de PT/SE		9		9
TOTAL	2	55	42	99

Notas:

LA - Linha área; LS - linha subterrânea; PT - posto de transformação; SE - subestação

Indicadores de eficiência

	AT		MT		BT	
	€/km	€/intervenção	€/km	€/intervenção	€/km	€/intervenção
Passagem LA a LS existente	-		35 209,05		53 632,61	
Passagem LA a LS projecto	-		-		-	
Desmontagem de LA	-		3 249,26		-	
Desvio de LA existente	-		-		14 972,62	
Desvio de LA projecto	-		-		-	
Alteração de PT/SE existente		-		1 840,63		42 310,77
Alteração de PT/SE projecto		-		-		-
Substituição de PT/SE		-		13 917,77		-

P6 - PROTECÇÃO DA AVIFAUNA

Objectivo	Minimizar o impacte da rede de distribuição na avifauna.
Voluntário?	Sim. Não foi identificada nenhuma obrigação legal que imponha esta medida.
Acções efectuadas	<p>- Assinatura de um protocolo com ICN, Quercus e SPEA para a realização das seguintes acções:</p> <p>a) Estudo da eficácia de medidas minimizadoras - dos 100 km previstos foram monitorizados 70 km</p> <p>b) Estudo da eficácia de medidas minimizadoras que resultaram de parecer do ICN. Dos 75 km previstos, foram monitorizados 60 km</p> <p>c) Actualização do estudo de Impacte na avifauna - dos 60 km identificados, foram prospectados 36 km</p> <p>d) Estudo de dispersão de aves de rapina</p> <p>Apesar dos estudos ainda não estarem terminados, parece poder concluir-se pela redução de morte por electrocussão, mas uma baixa eficácia no que respeita à morte por colisão.</p> <p>- Acções realizadas fora do âmbito do protocolo: correcção de linhas e operação cegonha branca (removidos 287 ninhos em locais perigosos)</p>
Indicadores de realização	(ver quadro auxiliar)
Indicadores de eficiência	(ver quadro auxiliar)
Orçamento (EUR)	850 000,00
Custo (EUR)	654 464,12
Custo AT (EUR)	69 202,16
Custo MT (EUR)	585 261,96
Custo BT (EUR)	0,00
Desvio (%)	-23,0%
Tarifas 2008 (EUR)	654 464,12
Apreciação	<p>A empresa não apresenta uma justificação para o desvio orçamental verificado. Este programa, que transita já de PPQA anteriores, continuou a permitir um conjunto de intervenções que têm por base estudos científicos e tem também permitido envolver o ICN e organizações não governamentais de ambiente, o que se considera positivo.</p> <p>É apresentada uma listagem com todas as intervenções efectuadas e respectiva justificação sucinta.</p>

Indicadores de realização

		Número de obras			
		AT	MT	BT	TOTAL
Fofa do Protocolo Avifauna	Cumprimento prazos estudo	Não			
	Passagem LA a LS existente	0	0	0	0
	Passagem LA a LS projecto	0	0	0	0
	Desmontagem de LA	0	0	0	0
	Desvio de LA existente	0	0	0	0
	Desvio de LA projecto	0	0	0	0
	Experimentação novas tecnologias	0	0	0	0
Fofa do Protocolo Avifauna	Alteração de rede em projecto	2	12	0	14
	Alteração de rede existente	0	13	0	13
	Controlo nidificação	19	493	0	512
	TOTAL	21	518	0	539

Notas:

LA - Linha área; LS - linha subterrânea

Indicadores de eficiência

		AT		MT		BT	
		€/km	€/intervenção	€/km	€/intervenção	€/km	€/intervenção
Fofa do Protocolo Avifauna	Passagem LA a LS existente	-		-		-	
	Passagem LA a LS projecto	-		-		-	
	Desmontagem de LA	-		-		-	
	Desvio de LA existente	-		-		-	
	Desvio de LA projecto	-		-		-	
	Experimentação novas tecnologias		-		-		-
Fofa do Protocolo Avifauna	Alteração de rede em projecto	2339,6		5216,65		-	
	Alteração de rede existente	-		2400,48		-	
	Controlo nidificação		3310,22		986,41		-

P7 - FORMAÇÃO EM AMBIENTE

Objectivo	Formar e sensibilizar os colaboradores da empresa para as questões ambientais
Voluntário?	Sim. Não foi identificada nenhuma obrigação legal que imponha esta medida.
Acções efectuadas	- Iniciaram-se as acções de formação (3390 colaboradores, num total de 13877 horas de formação) - Elaboração de um manual de formação para as acções a desenvolver em 2007
Indicadores de realização	- "N.º sessões realizadas" - 241 - "N.º de colaboradores formados" - 3390
Indicadores de eficiência	"Custo hora.homem formação" - 28,00 €
Orçamento (EUR)	181 691,00
Custo (EUR)	395 494,00
Custo AT (EUR)	40 340,00
Custo MT (EUR)	137 632,00
Custo BT (EUR)	217 522,00
Desvio (%)	117,7%
Tarifas 2008 (EUR)	395 494,00
Apreciação	O desvio orçamental verificado é significativo. A empresa justifica o desvio por considerar que o orçamento inicial era demasiado reduzido. Considera-se positivo que tenha sido possível iniciar este programa, que já estava previsto em anteriores PPQA.

C. CUSTOS POR NÍVEL DE TENSÃO

A distribuição dos custos verificados em 2006 por nível de tensão é apresentada no quadro seguinte.

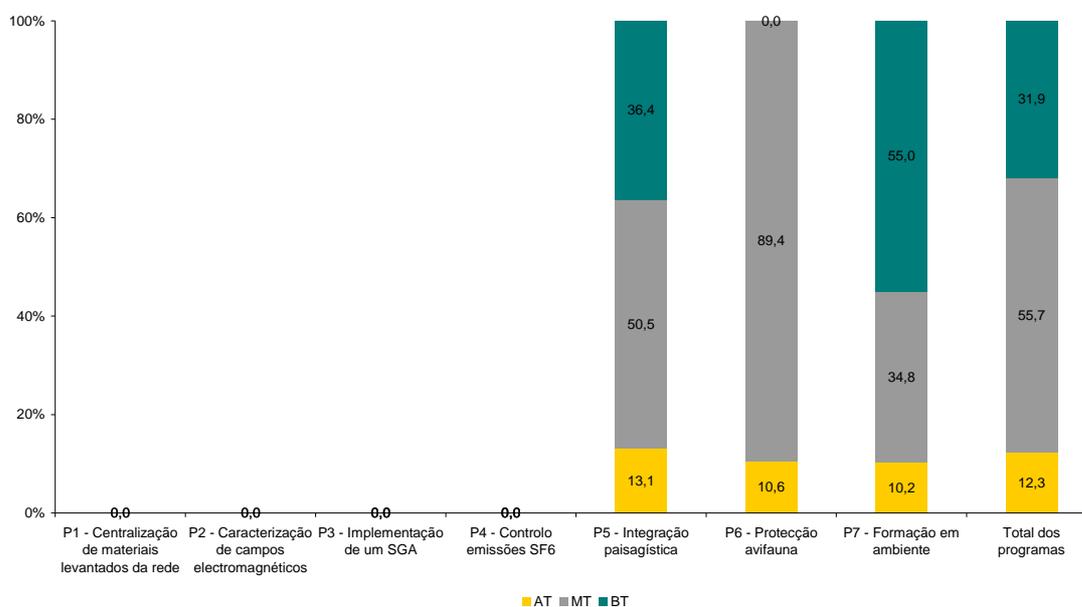
Quadro II - 1 - Custos do PPDA da EDP Distribuição por nível de tensão

Unidade :EUR

Programa	AT	MT	BT	Total
P1 - Centralização de materiais levantados da rede	0,00	0,00	0,00	0,00
P2 - Caracterização de campos electromagnéticos	0,00	0,00	0,00	0,00
P3 - Implementação de um SGA	0,00	0,00	0,00	0,00
P4 - Controlo emissões SF6	0,00	0,00	0,00	0,00
P5 - Integração paisagística	345 796,38	1 335 332,47	962 570,05	2 643 698,90
P6 - Protecção avifauna	69 202,16	585 261,96	0,00	654 464,12
P7 - Formação em ambiente	40 340,00	137 632,00	217 522,00	395 494,00
TOTAL	455 338,54	2 058 226,43	1 180 092,05	3 693 657,02

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição, em termos relativos, dos custos por nível de tensão.

Figura II - 2 - Quadro II - 2 - Custos do PPDA da EDP Distribuição por nível de tensão



D. CUSTOS A CONSIDERAR NAS TARIFAS PARA 2008

Os custos a considerar nas tarifas de 2008 são apresentados no quadro seguinte.

Quadro II - 3 - Custos aceites do PPDA da EDP Distribuição por nível de tensão

Programa	AT	MT	BT	Total	Aceitação (%)
P1 - Centralização de materiais levantados da rede	0,00	0,00	0,00	0,00	-
P2 - Caracterização de campos electromagnéticos	0,00	0,00	0,00	0,00	-
P3 - Implementação de um SGA	0,00	0,00	0,00	0,00	-
P4 - Controlo emissões SF6	0,00	0,00	0,00	0,00	-
P5 - Integração paisagística	345 796,38	1 335 332,47	962 570,05	2 643 698,90	100
P6 - Protecção avifauna	69 202,16	585 261,96	0,00	654 464,12	100
P7 - Formação em ambiente	40 340,00	137 632,00	217 522,00	395 494,00	100
TOTAL	455 338,54	2 058 226,43	1 180 092,05	3 693 657,02	100

ANEXO III
- PLANO DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL DA EDA

III. PLANO DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL DA EDA

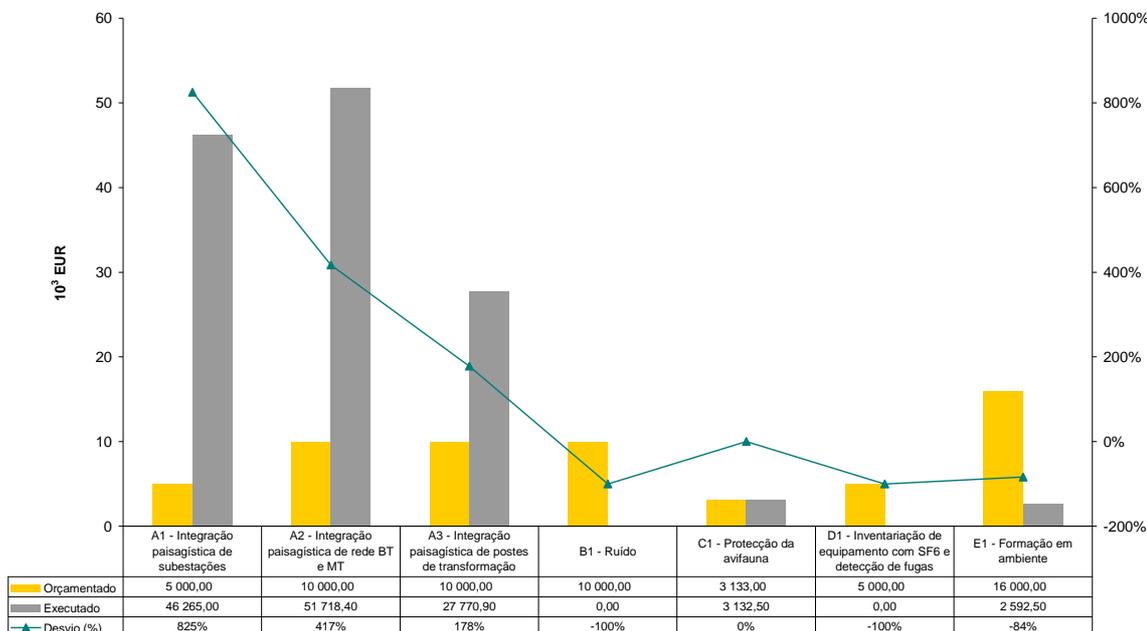
A. EXECUÇÃO ORÇAMENTAL

No quadro e figura seguintes sintetiza-se a execução orçamental verificada em 2006.

Unidade: EUR

Programa	Orçamentado	Executado	Desvio	Desvio (%)
A1 - Integração paisagística de subestações	5 000,00	46 265,00	41 265,00	825%
A2 - Integração paisagística de rede BT e MT	10 000,00	51 718,40	41 718,40	417%
A3 - Integração paisagística de postes de transformação	10 000,00	27 770,90	17 770,90	178%
B1 - Ruído	10 000,00	0,00	-10 000,00	-100%
C1 - Protecção da avifauna	3 133,00	3 132,50	-0,50	0%
D1 - Inventariação de equipamento com SF6 e detecção de fugas	5 000,00	0,00	-5 000,00	-100%
E1 - Formação em ambiente	16 000,00	2 592,50	-13 407,50	-84%
Total	59 133,00	131 479,30	72 346,30	122%

Figura III - 1 - Execução orçamental do PPDA da EDA



Verifica-se que a execução orçamental foi superior a 100%, motivada pela antecipação de algumas obras, em especial a relativa à integração paisagística da Subestação do Aeroporto em Ponta Delgada.

B. ANÁLISE DE CADA PROGRAMA

De seguida apresenta-se uma ficha de avaliação para cada programa.

A1 - INTEGRAÇÃO PAISAGÍSTICA DE SUBESTAÇÃO

Objectivo	Integrar no meio subestações por motivos patrimoniais, sociais ou naturais.
Voluntário?	Sim. Não foi identificada nenhuma obrigação legal que imponha esta medida.
Acções efectuadas	Integração paisagística da Subestação do Aeroporto de Ponta Delgada. Para esta integração a empresa adquiriu uma área adicional de cerca de 20% de terreno (1200 m ²), evitando a construção em altura, criou zonas verdes e utilizou muros de pedras soltas, típicos da região.
Indicadores de realização	- N.º de instalações intervencionadas = 1
Indicadores de eficiência	€/m ² de área intervencionada = 38,554
Orçamento (EUR)	5 000,00
Custo (EUR)	46 265,00
Custo AT (EUR)	0
Custo MT (EUR)	46 265,00
Custo BT (EUR)	0,00
Desvio (%)	825,3%
Tarifas 2008 (EUR)	46 265,00
Apreciação	Os custos verificados excederam largamente os custos orçamentados. Esta intervenção não estava inicialmente descrita no PPDA, pelo que a orçamentação foi subvalorizada. Trata-se de uma intervenção que estava já em curso e que, aproveitando a oportunidade do PPDA, foi efectuada com maiores preocupações ambientais. De recordar que este foi o primeiro ano em que o PPDA foi implementado na RAA. Os benefícios ambientais da obra encontram-se demonstrados por fotografia.

A2 - INTEGRAÇÃO PAISAGÍSTICA DA REDE BT E MT

Objectivo	Integrar no meio redes de BT e MT por motivos patrimoniais, sociais ou naturais.
Voluntário?	Sim. Não foi identificada nenhuma obrigação legal que imponha esta medida.
Acções efectuadas	- Passagem de rede aérea de cobre nú para rede subterrânea e rede aérea de torçada (Fajã de Cima) - Passagem de rede área MT para rede subterrânea (S. Roque)
Indicadores de realização	- N.º de intervenções de passagem de rede aérea a rede subterrânea = 2 (note-se que uma das intervenções é mista, incluindo reformulação de rede aérea)
Indicadores de eficiência	- Passagem linha aérea a subterrânea (MT) = 40 €/m
Orçamento (EUR)	10 000,00
Custo (EUR)	51 718,40
Custo AT (EUR)	0,00
Custo MT (EUR)	51 718,40
Custo BT (EUR)	0,00
Desvio (%)	417,2%
Tarifas 2008 (EUR)	51 718,40
Apreciação	Os custos verificados excederam largamente os custos orçamentados, sem que seja apresentada uma justificação totalmente satisfatória. Algumas das obras estavam já previstas, mas não tinham sido incluídas na orçamentação do PPDA, tendo a aprovação do PPDA sido uma oportunidade de as executar com maior cuidado ambiental. De recordar que este foi o primeiro ano em que foi implementado o PPDA na RAA.

A3 - INTEGRAÇÃO PAISAGÍSTICA DE POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO

Objectivo	Integrar no meio envolvente postos de transformação, por razões patrimoniais, sociais ou naturais.
Voluntário?	Sim. Não foi identificada nenhuma obrigação legal que imponha esta medida.
Acções efectuadas	- Intervencionados 3 PT (Praia da Vitória, Povoação e S. Brás) - Passagem de cabine alta para PT aéreo, tendo os transformadores desactivados sido reutilizados noutras obras (note-se que não foram incluídos os custos do equipamento eléctrico novo)
Indicadores de realização	- Intervenções realizadas = 3
Indicadores de eficiência	- €/intervenção =9256,97
Orçamento (EUR)	10 000,00
Custo (EUR)	27 770,90
Custo AT (EUR)	0,00
Custo MT (EUR)	27 770,90
Custo BT (EUR)	0,00
Desvio (%)	177,7%
Tarifas 2008 (EUR)	27 770,90
Apreciação	Os custos verificados excederam os custos orçamentados, sem que seja apresentada uma justificação totalmente satisfatória. Algumas das obras estavam já previstas, mas não tinham sido incluídas na orçamentação do PPDA, tendo a aprovação do PPDA sido uma oportunidade de as executar com maior cuidado ambiental. De recordar que este foi o primeiro ano em que foi implementado o PPDA na RAA. Os benefícios ambientais da obra podem ser avaliados pela comparação das fotografias relativas à situação anterior e posterior à intervenção realizada.

B1 - Ruído

Objectivo	- Conhecer o impacte das infra-estruturas da empresa em termos de ruído - Aplicação de medidas de correcção que possam minorar eventuais problemas detectados e levem ao cumprimento da legislação
Voluntário?	Não, uma vez que grande parte das acções previstas se destinam a dar cumprimento do Regulamento do Ruído.
Acções efectuadas	Não foram efectuadas actividades de relevo nesta medida, tendo somente a empresa iniciado a inventariação das instalações ruidosas.
Indicadores de realização	-
Indicadores de eficiência	-
Orçamento (EUR)	10 000,00
Custo (EUR)	0,00
Custo AT (EUR)	0,00
Custo MT (EUR)	0,00
Custo BT (EUR)	0,00
Desvio (%)	-100,0%
Tarifas 2008 (EUR)	0,00
Apreciação	A EDA ainda só iniciou a inventariação das instalações susceptíveis de causar ruído, o que tem sido feito através de recursos internos, cujos custos não foram considerados no PPDA.

C1 - PROTECÇÃO DA AVIFAUNA

Objectivo	- Caracterizar a interacção entre linhas eléctricas e avifauna - Adopção de medidas que minimizem o impacte das linhas eléctricas na avifauna
Voluntário?	Sim. Não foi identificada nenhuma obrigação legal que imponha esta medida.
Acções efectuadas	- Estabelecido um protocolo com a SPEA com vista à realização de estudos - Censo de milhafres
Indicadores de realização	- Cumprimento do plano de estudos previsto - estudos iniciados
Indicadores de eficiência	(não definido)
Orçamento (EUR)	3 133,00
Custo (EUR)	3 132,50
Custo AT (EUR)	0,00
Custo MT (EUR)	3 132,50
Custo BT (EUR)	0,00
Desvio (%)	0,0%
Tarifas 2008 (EUR)	3 132,50
Apreciação	Programa que permite a interacção entre diferentes especialidades e instituições e cujas intervenções para a protecção da avifauna terão por base um estudo a desenvolver. Cumprido o orçamento.

D1 - INVENTARIAÇÃO DE EQUIPAMENTO COM SF₆ E DETECÇÃO DE FUGAS

Objectivo	- Conhecer as causas de fugas de SF ₆ , um gás com elevado potencial de efeito de estufa - Quantificação de fugas - Implementação de medidas para reduzir as fugas
Voluntário?	Sim. Não foi identificada nenhuma obrigação legal que imponha esta medida.
Acções efectuadas	Efectuado um inventário dos equipamentos com SF ₆ , embora ainda não tenham sido executadas as medidas que permitirão quantificar e reduzir as fugas.
Indicadores de realização	- N.º de disjuntores substituídos = 0
Indicadores de eficiência	- €/intervenção tipo - não calculado por não terem ainda existido intervenções
Orçamento (EUR)	5 000,00
Custo (EUR)	0,00
Custo AT (EUR)	0,00
Custo MT (EUR)	0,00
Custo BT (EUR)	0,00
Desvio (%)	-100,0%
Tarifas 2008 (EUR)	0,00
Apreciação	A empresa não apresenta uma justificação para o atraso verificado. A experiência em Portugal continental mostra que a inventariação do SF ₆ presente no equipamento em exploração na rede é uma tarefa mais complexa do que inicialmente se previa, nomeadamente por falta de informação dos fornecedores dos equipamentos. Este facto certamente dificultou a tarefa da EDA.

E1 - FORMAÇÃO EM AMBIENTE

Objectivo	Formar e sensibilizar os colaboradores da empresa para as questões ambientais
Voluntário?	Sim. Não foi identificada nenhuma obrigação legal que imponha esta medida.
Acções efectuadas	Realizadas acções de formação sobre: gestão por processos, auditorias ambientais internas, plano de comunicação da EDA
Indicadores de realização	- Número de formandos - (não indicado) - Número de horas de formação - (não indicado)
Indicadores de eficiência	Custo hora.homem formação - 12,06 €
Orçamento (EUR)	16 000,00
Custo (EUR)	2 592,50
Custo AT (EUR)	264,43
Custo MT (EUR)	902,19
Custo BT (EUR)	1 425,88
Desvio (%)	-83,8%
Tarifas 2008 (EUR)	2 592,50
Apreciação	A empresa não apresenta uma justificação para a diferença entre o valor orçamentado e o valor dispendido.

C. CUSTOS POR NÍVEL DE TENSÃO

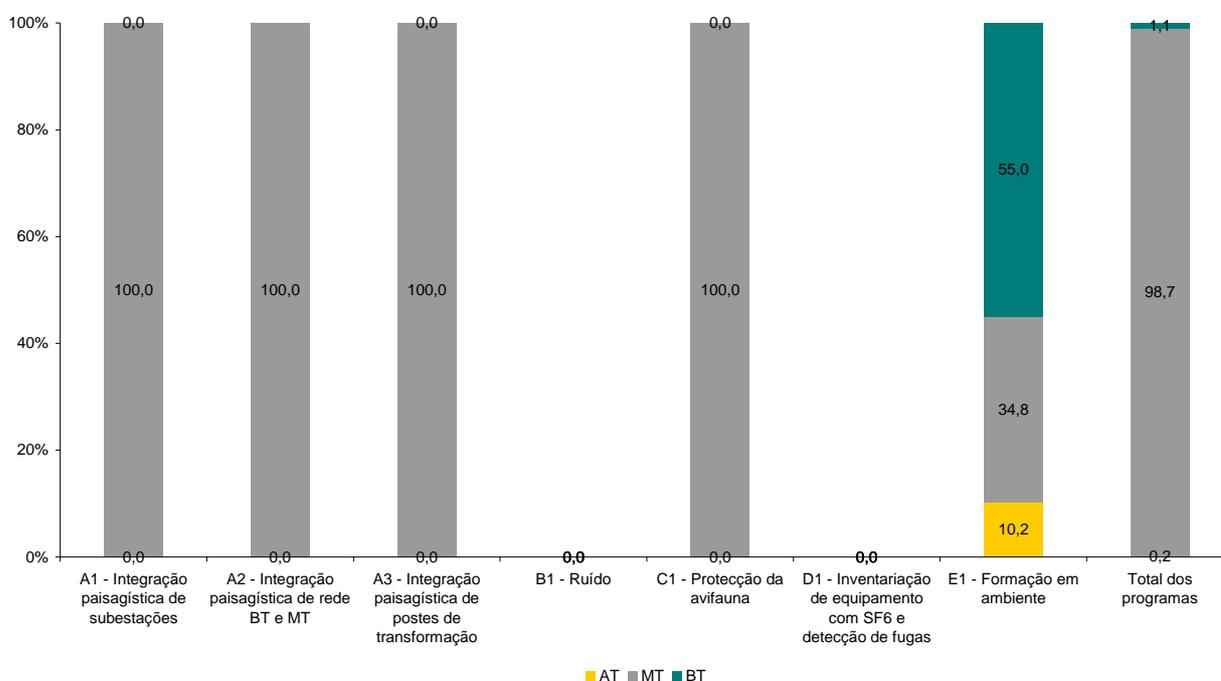
A distribuição dos custos verificados em 2006 por nível de tensão é apresentada no quadro seguinte.

Quadro III - 1 - Custos da PPDA da EDA por nível de tensão

Programa	Unidade :EUR			
	AT	MT	BT	Total
A1 - Integração paisagística de subestações	0,00	46 265,00	0,00	46 265,00
A2 - Integração paisagística de rede BT e MT	0,00	51 718,40	0,00	51 718,40
A3 - Integração paisagística de postes de transformação	0,00	27 770,90	0,00	27 770,90
B1 - Ruído	0,00	0,00	0,00	0,00
C1 - Protecção da avifauna	0,00	3 132,50	0,00	3 132,50
D1 - Inventariação de equipamento com SF6 e detecção de fugas	0,00	0,00	0,00	0,00
E1 - Formação em ambiente	264,43	902,19	1 425,88	2 592,50
TOTAL	264,43	129 788,99	1 425,88	131 479,30

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição, em termos relativos, dos custos por nível de tensão.

Figura III - 2 - Custos da PPDA da EDA por nível de tensão



D. CUSTOS A CONSIDERAR NAS TARIFAS PARA 2008

Os custos a considerar nas tarifas para 2008 são apresentados no quadro seguinte:

Quadro III - 2 - Custos aceites do PPDA da EDA

Programa	Unidade :EUR				
	AT	MT	BT	Total	Aceitação (%)
A1 - Integração paisagística de subestações	0,00	46 265,00	0,00	46 265,00	100
A2 - Integração paisagística de rede BT e MT	0,00	51 718,40	0,00	51 718,40	100
A3 - Integração paisagística de postes de transformação	0,00	27 770,90	0,00	27 770,90	100
B1 - Ruído	0,00	0,00	0,00	0,00	-
C1 - Protecção da avifauna	0,00	3 132,50	0,00	3 132,50	100
D1 - Inventariação de equipamento com SF6 e detecção de fugas	0,00	0,00	0,00	0,00	-
E1 - Formação em ambiente	264,43	902,19	1 425,88	2 592,50	100
TOTAL	264,43	129 788,99	1 425,88	131 479,30	100

ANEXO IV
- PLANO DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL DA EEM

IV. PLANO DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL DA EEM

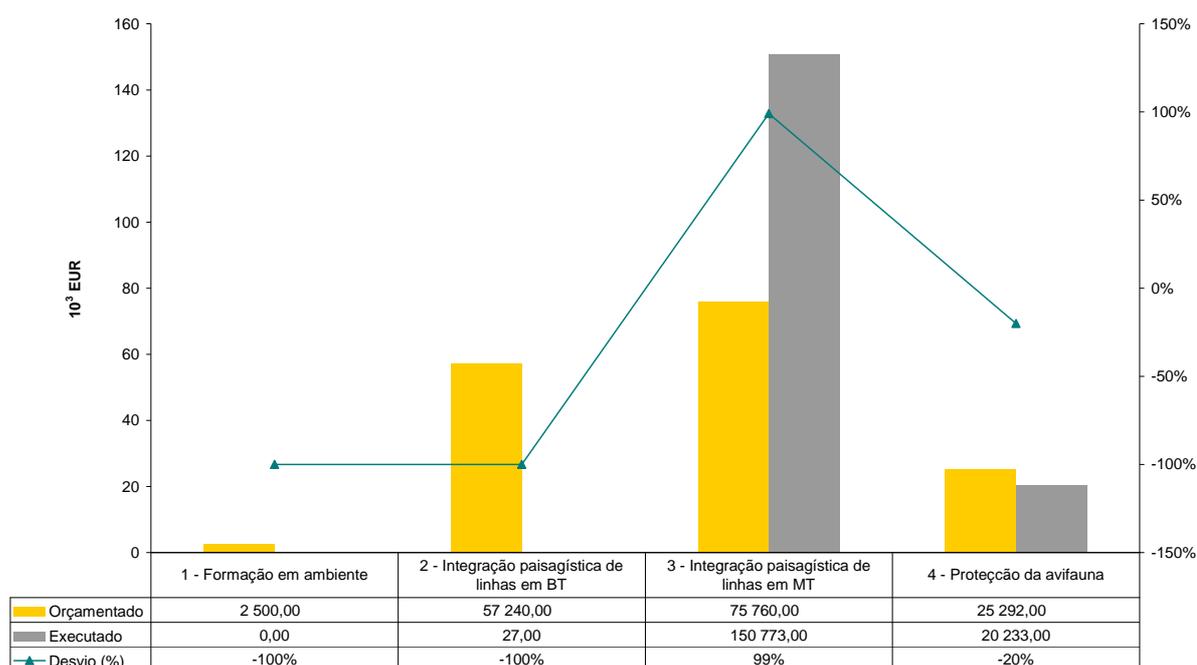
A. EXECUÇÃO ORÇAMENTAL

No quadro e figura seguintes sintetiza-se a execução orçamental verificada em 2006.

Unidade: EUR

Programa	Orçamentado	Executado	Desvio	Desvio (%)
1 - Formação em ambiente	2 500,00	0,00	-2 500,00	-100%
2 - Integração paisagística de linhas em BT	57 240,00	27,00	-57 213,00	-100%
3 - Integração paisagística de linhas em MT	75 760,00	150 773,00	75 013,00	99%
4 - Proteção da avifauna	25 292,00	20 233,00	-5 059,00	-20%
Total	160 792,00	171 033,00	10 241,00	6%

Figura IV - 1 - Execução orçamental do PPDA da EEM



Verifica-se que a execução orçamental foi superior a 100%, motivada pela antecipação de uma obra, conforme se detalhará adiante.

B. ANÁLISE DE CADA PROGRAMA

De seguida apresenta-se uma ficha de avaliação para cada programa. Para além de uma análise descritiva, é efectuada uma apreciação qualitativa da forma como decorreu o programa.

FORMAÇÃO EM AMBIENTE

Objectivo	- Melhorar a sensibilização e formação em ambiente dos colaboradores da empresa
Voluntário?	Sim. Não foi identificada nenhuma obrigação legal que imponha esta medida.
Acções efectuadas	As acções sofreram o atraso de um mês, tendo sido somente executadas em Janeiro de 2007
Indicadores de realização	- N.º acções = 0 - N.º de formandos = 0
Indicadores de eficiência	€/h.homem - não calculado
Orçamento (EUR)	2 500,00
Custo (EUR)	0,00
Custo AT (EUR)	0,00
Custo MT (EUR)	0,00
Custo BT (EUR)	0,00
Desvio (%)	-100,0%
Tarifas 2008 (EUR)	0,00
Apreciação	Apesar do atraso verificado, as acções realizaram-se logo no início de 2007

INTEGRAÇÃO PAISAGÍSTICA DE REDES EM BT

Objectivo	Integrar no meio as redes de distribuição BT por motivos patrimoniais, sociais ou naturais.
Voluntário?	Sim. Não foi identificada nenhuma obrigação legal que imponha esta medida.
Ações efectuadas	Durante 2006 a obra efectuada não teve expressão. A empresa refere que não foi possível, atendendo à data de aprovação do PPDA, programar as intervenções para 2006. As obras previstas consistiam na passagem de linha área a subterrânea, sendo que nalguns casos são também feitas intervenções ao nível da iluminação pública.
Indicadores de realização	- km de rede subterrânea nova = 0 - km de rede área desactivada = 0 - N.º de focos de iluminação pública substituídos = 0
Indicadores de eficiência	- €/km (sem condutas) - não calculado por não existir obra - €/km (com condutas) - não calculado por não existir obra
Orçamento (EUR)	57 240,00
Custo (EUR)	27,00
Custo AT (EUR)	0,00
Custo MT (EUR)	0,00
Custo BT (EUR)	27,00
Desvio (%)	-100,0%
Tarifas 2008 (EUR)	27,00
Apreciação	A justificação apresentada para o atraso é insuficiente. No entanto, a empresa informa que as intervenções previstas para 2006 serão executadas conjuntamente com as previstas para 2007.

INTEGRAÇÃO PAISAGÍSTICA DE REDES EM MT

Objectivo	Integrar no meio as redes de distribuição MT por motivos patrimoniais, sociais ou naturais.
Voluntário?	Sim. Não foi identificada nenhuma obrigação legal que imponha esta medida.
Acções efectuadas	Iniciada a intervenção de passagem de linha área a linha subterrânea na Vila de Porto Moniz e na freguesia do Monte. A intervenção em Porto Moniz estava prevista só para 2007, mas a abertura de valas pelo município para colocação de outras infra-estruturas aconselhou a que a obra fosse antecipada.
Indicadores de realização	- km de rede subterrânea nova - obras ainda não terminadas - km de rede área desactivada - obras ainda não terminadas
Indicadores de eficiência	- €/km (sem condutas) - obras ainda não terminadas - €/km (com condutas) - obras ainda não terminadas
Orçamento (EUR)	75 760,00
Custo (EUR)	150 773,00
Custo AT (EUR)	0,00
Custo MT (EUR)	150 773,00
Custo BT (EUR)	0,00
Desvio (%)	99,0%
Tarifas 2008 (EUR)	150 773,00
Apreciação	A antecipação verificada encontra-se justificada e permitiu que, na globalidade, o desvio orçamental total do PPDA da EEM não seja significativo.

PROTECÇÃO DA AVIFAUNA

Objectivo	Minimizar o impacte da rede de distribuição na avifauna
Voluntário?	Sim. Não foi identificada nenhuma obrigação legal que imponha esta medida.
Acções efectuadas	- Estabelecido um acordo para que participem nos trabalhos as seguintes entidades: SPEA - Sociedade Portuguesa para o Estudo das Aves; Parque Natural da Madeira e Parque Ecológico do Funchal - Identificadas as linhas a monitorizar e os troços alvo de estudo - Preparação de workshop (que se realizou em Janeiro de 2007)
Indicadores de realização	- km de rede analisados = 0 (ainda não se iniciou o trabalho de campo)
Indicadores de eficiência	- Custo unitário da rede analisada (€/km) (não calculado porque ainda não se iniciou o trabalho de campo)
Orçamento (EUR)	25 292,00
Custo (EUR)	20 233,00
Custo AT (EUR)	2 110,00
Custo MT (EUR)	18 123,00
Custo BT (EUR)	0,00
Desvio (%)	-20,0%
Tarifas 2008 (EUR)	20 233,00
Apreciação	A execução do estudo decorreu conforme o planeado. O desvio orçamental verificado deve-se a alterações nas condições de pagamento do Protocolo estabelecido com a SPEA.

C. CUSTOS POR NÍVEL DE TENSÃO

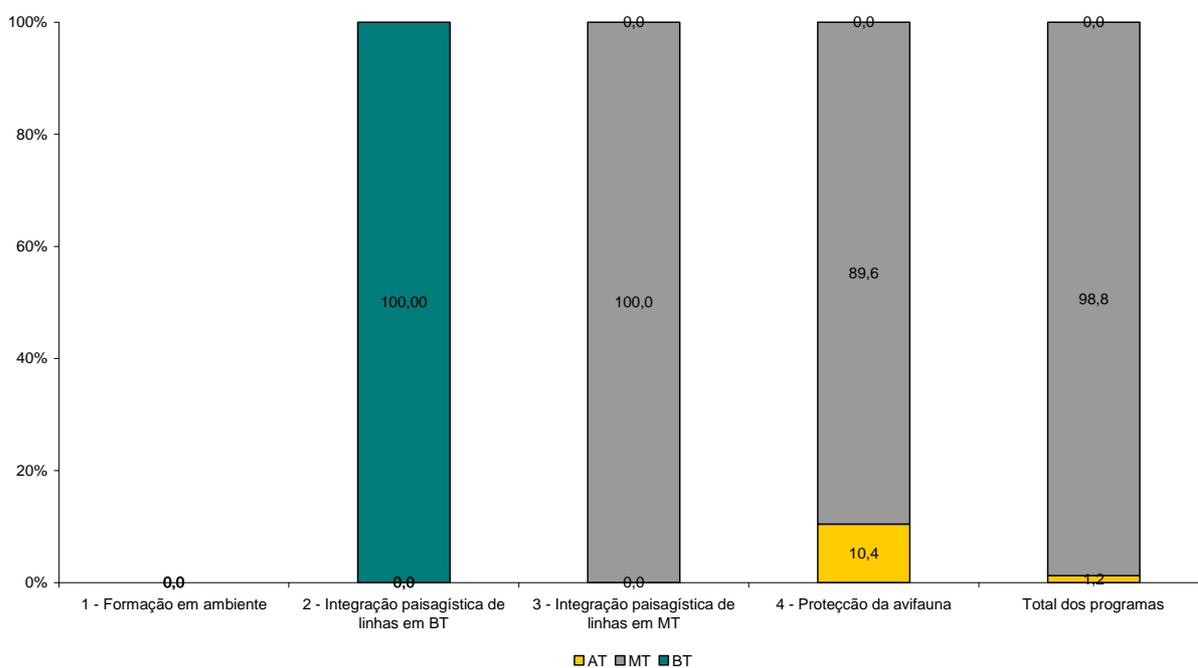
A distribuição dos custos verificados em 2006 por nível de tensão é apresentada no quadro seguinte.

Quadro IV - 1 - Custos do PPDA da EEM por nível de tensão

Programa	Unidade :EUR			
	AT	MT	BT	Total
1 - Formação em ambiente	0,00	0,00	0,00	0,00
2 - Integração paisagística de linhas em BT	0,00	0,00	27,00	27,00
3 - Integração paisagística de linhas em MT	0,00	150 773,00	0,00	150 773,00
4 - Proteção da avifauna	2 110,00	18 123,00	0,00	20 233,00
TOTAL	2 110,00	168 896,00	27,00	171 033,00

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição, em termos relativos, dos custos por nível de tensão, para cada programa.

Figura IV - 2 - Custos do PPDA da EEM por nível de tensão



D. CUSTOS A CONSIDERAR NAS TARIFAS PARA 2008

Os custos a considerar nas tarifas para 2008 encontram-se no quadro seguinte.

Quadro IV - 2 - Custos aceites do PPDA da EEM por nível de tensão

Programa	AT	MT	BT	Total	Unidade :EUR	
					Aceitação (%)	
1 - Formação em ambiente	0,00	0,00	0,00	0,00	100	
2 - Integração paisagística de linhas em BT	0,00	0,00	27,00	27,00	100	
3 - Integração paisagística de linhas em MT	0,00	150 773,00	0,00	150 773,00	100	
4 - Proteção da avifauna	2 110,00	18 123,00	0,00	20 233,00	-	
TOTAL	2 110,00	168 896,00	27,00	171 033,00	100	

ANEXO V
- PLANO DE GESTÃO DA PROCURA

V. PLANO DE GESTÃO DA PROCURA

A EDP Distribuição enviou à ERSE o documento “Relatório de Execução do Plano de Gestão da Procura 2006”, no qual se descrevem as actividades de estímulo à Gestão da Procura desenvolvidas em 2006 pela EDP Distribuição ao abrigo do Regulamento Tarifário. Estas actividades analisam-se nos pontos seguintes.

A EDP Distribuição executou o plano tendo em conta os valores máximos aprovados pela ERSE para 2005 no documento “Análise do Plano de Gestão da Procura da EDP Distribuição para 2005”. O ano de 2005 foi um ano excepcional na medida em que se fixaram parâmetros de regulação unicamente para esse ano. Recorda-se que os parâmetros de regulação são estabelecidos para períodos de três anos. Os parâmetros de regulação actualmente em vigor foram aprovados em Dezembro de 2005 para vigorarem de 2006 a 2008.

Tendo em conta que a regulamentação aprovada em Agosto de 2005 não prevê a existência de Planos de Gestão da Procura para 2006, assumiu-se que no que respeita ao enquadramento das acções de gestão da procura o ano de 2006 é um ano de transição. Nesse sentido a EDP Distribuição solicitou, a 18 de Novembro de 2005, a transferência de algumas das medidas previstas no PGP de 2005 para o ano de 2006. A ERSE aceitou o pedido da empresa de transferência de algumas das medidas previstas no PGP de 2005 para o ano de 2006, conforme carta enviada à EDP Distribuição a 6 de Janeiro de 2006. De igual modo, e dada a relevância de algumas das medidas, foram reconhecidas verbas adicionais para 2006.

No “Relatório de Execução do Plano de Gestão da Procura 2006” foram solicitadas transferências adicionais entre os anos de 2005 e 2006, de valor relativamente reduzido, que a ERSE considerou justificando essa decisão, detalhadamente, no documento “Ajustamentos referentes a 2005 e 2006 a repercutir nas tarifas de 2007”, publicado em Dezembro de 2006.

As acções implementadas em 2006 e apresentadas no relatório de execução são acções do tipo intangível de acordo com a nomenclatura utilizada nos Planos de Gestão da Procura, ou seja, são essencialmente acções que visam informar e formar os consumidores sobre a utilização racional de energia bem como desenvolver estudos sobre eficiência energética.

Importa reconhecer que os dos relatórios de execução de 2005 e 2006 apresentam uma significativa melhoria na forma e conteúdo.

Quadro V - 1 - Custos incorridos, aceites e previstos para a totalidade do PGP implementado em 2005 e 2006

	Unidade: euros	
	Ano de execução 2005	2006
PGP 2005 com alterações e transferências aceites para 2006	1 427 869	1 239 161
Relatório de Execução do PGP (custos totais suportados pelo promotor)	1 899 463	1 120 298
Aceite para tarifas (2007 e 2008)	1 440 388	988 842

A implementação do PGP em 2006 deu origem a um montante global de custos a repercutir nas tarifas de 2008 de cerca de 989 mil euros.

A. ANÁLISE DA EXECUÇÃO DOS PROGRAMAS DO PLANO DE GESTÃO DA PROCURA

O PGP 2005 tem vindo a ser executado ao longo de dois anos, 2005 e 2006. Seguidamente caracteriza-se a execução das medidas e apresentam-se os respectivos custos comparando-os com os valores aprovados pela ERSE. Sempre que possível, estes valores são comparados com os do PGP de anos anteriores.

PROGRAMA 1 – PRÉMIO EDP

O Prémio EDP Electricidade e Ambiente, abreviadamente designado por Prémio EDP, visa distinguir e notabilizar iniciativas, no âmbito da utilização eficiente da energia eléctrica e do desempenho ambiental, levadas a cabo por parte dos utilizadores das redes de distribuição de energia eléctrica com potência contratada igual ou superior a 50 kVA. As iniciativas conducentes à atribuição do Prémio tiveram início em 2005 e culminaram com a atribuição, em 2006, dos prémios nas duas categorias a concurso: Categoria A – Indústria e Categoria B – Serviços e Outras Actividades.

De referir que, relativamente a anteriores edições deste Prémio, se registou um acréscimo de cerca de 50% do número de candidaturas, num total de 134, para o que seguramente contribuiu a maior divulgação, a maior abrangência e cooperação de áreas diversas da Empresa, bem como a integração da vertente ambiental, concretizada com a participação no júri de um representante do Instituto do Ambiente.

As acções executadas, no âmbito deste programa (Programa 1), foram as seguintes:

- Divulgação do Prémio, acompanhamento e recolha de candidaturas;

- Apreciação das candidaturas pela comissão de pré-selecção, comissão esta que elaborou proposta posteriormente submetida à análise por parte do júri;
- Escolha dos vencedores por deliberação do júri;
- Participação no processo de consulta a diversos artistas plásticos e na posterior análise e escolha de peças artísticas a atribuir como troféus/peças gráficas;
- Promoção de execução de duas peças escultóricas, únicas, posteriormente atribuídas como troféus aos vencedores absolutos de cada categoria;
- Promoção da elaboração de peças gráficas devidamente numeradas e assinadas pelo artista a quem foi atribuída a respectiva concepção. Estas peças foram posteriormente entregues a todos os candidatos ao Prémio bem como, e com maior relevo e dimensão, aos vencedores
- Promoção de sessão de encerramento do Prémio EDP edição 2005, na qual foram entregues os prémios e demais peças artísticas;
- Divulgação, nos órgãos de comunicação social, da lista de todos os candidatos e vencedores;
- Elaboração de brochura sobre o projecto.

Em termos de custos e da sua distribuição este programa é consistente com o apresentado em anos anteriores. No Quadro V - 2 apresentam-se os custos previstos, aceites e efectivamente incorridos pela empresa.

Quadro V - 2 - Custos incorridos, aceites e previstos em 2005 e 2006 para o Programa 1

Unidade: euros

	Ano de execução	
	2005	2006
PGP 2005 com alterações e transferências aceites para 2006	55 000	95 000
Relatório de Execução do PGP (custos totais suportados pelo promotor)	71 972	216 151
Aceite para tarifas (2007 e 2008)	55 000	95 000

Em Novembro de 2005 foi aceite prolongar esta acção para 2006. No relatório de execução a EDP Distribuição incorreu em custos superiores aos aceites no plano para 2006 (3ª linha do quadro). No entanto propõe para inclusão no cálculo dos ajustamentos relativos a 2006 e a incorporar nas tarifas de 2008 o valor previamente aprovado de 95 milhares de euros. Os valores aceites são incorporados nas tarifas, de acordo com a repartição proposta pela EDP Distribuição, tal como se apresenta no quadro seguinte.

Quadro V - 3 - Repartição dos custos com o Prémio EDP (Programa 1) por nível de tensão

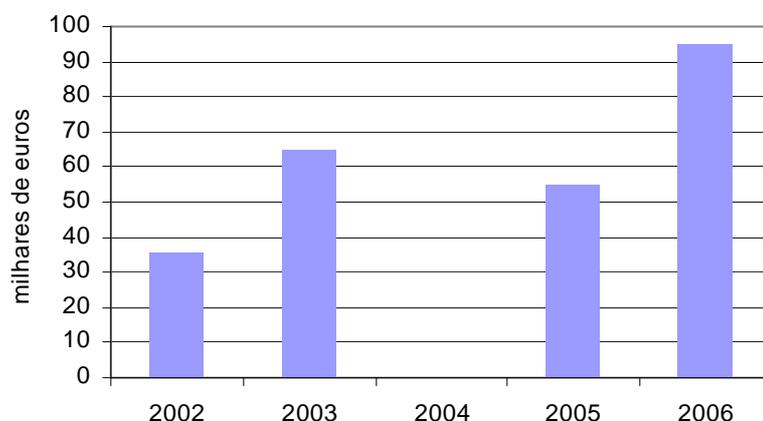
	NT	BTE	BTN	Total
%	68%	11%	21%	100%
Prémio EDP [€]	64 600	10 450	19 950	95 000

No Quadro V - 4 e na Figura V - 1 apresenta-se a evolução dos custos deste programa que tem vindo a ser implementado desde 2002 no âmbito dos Planos de Gestão da Procura.

Quadro V - 4 - Evolução dos custos com o Prémio EDP, Programa 1

Programa 1	Executado				
	2002	2003	2004	2005	2006
Prémio EDP	35 990	64 600	0	55 000	95 000

Unidade: euros

Figura V - 1 - Evolução dos custos com o Prémio EDP, Programa 1

PROGRAMA 2 – CARACTERIZAÇÃO DE CONSUMIDORES E REDES

Este estudo que transita do anterior período de regulação 2002-2004 e no qual se pretende dar continuidade aos trabalhos de caracterização de consumidores e de redes com vista à actualização de perfis típicos para os diversos segmentos de clientes, corresponde ao Programa 2 do PGP para 2005. Este estudo inclui os seguintes aspectos:

- Continuação da campanha de recolha de dados – diagramas de carga;
- Actualização dos diagramas representativos dos diversos tipos de consumidores, bem como dos factores caracterizadores de diagramas;

- Realização de pesquisas orientadas na base de dados, para actualização da informação que servirá de base à actualização dos perfis sazonais (sazonalidade mensal) BTN para 2007;
- Análise dos erros associados à utilização dos perfis sazonais e análise dos desvios decorrentes da sua aplicação para cada uma das situações equacionadas no estudo;
- Realização de estudos para actualização dos perfis iniciais BTE para 2007;
- Actualização do estudo sobre estimação e alocação de perdas face aos novos dados entretanto recolhidos;
- Cálculo dos factores de ajustamento para perdas numa base trimestral, para o ciclo diário e para o ciclo semanal;
- Estimativa dos factores de ajustamento para perdas para 2007, com base no balanço previsional reportado pela ERSE em "Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2006 e Parâmetros para o Período de Regulação 2006-2008", em Dezembro de 2005;
- Desenvolvimento e conclusão do estudo sobre caracterização de consumos;
- Entrega dos perfis típicos BT e respectivos relatórios de suporte.

Refira-se que este trabalho se enquadra no âmbito tarifário uma vez que tem como objectivo a definição de perfis de consumo utilizados na abertura de mercado aos consumidores em Baixa Tensão.

Quadro V - 5 - Custos incorridos, aceites e previstos em 2005 e 2006 para o Programa 2

Unidade: euros

	Ano de execução	
	2005	2006
PGP 2005 com alterações e transferências aceites para 2006	142 000	71 280
Relatório de Execução do PGP (custos totais suportados pelo promotor)	154 519	70 396
Aceite para tarifas (2007 e 2008)	154 519	70 396

O valor a repercutir nas tarifas de Comercialização em 2008 deverá ser o custo proposto pela EDP Distribuição no valor de 70 396 Euros. Tendo em conta que este estudo, neste período, visou a BT a sua repercussão nas tarifas deve incidir essencialmente sobre estes consumidores. A repartição entre BTE e BTN foi feita proporcionalmente aos seus consumos, no ano de 2006, conforme se apresenta no Quadro V - 6.

Quadro V - 6 - Repartição dos custos com o Estudo de caracterização de consumidores e redes (Programa 2) por nível de tensão

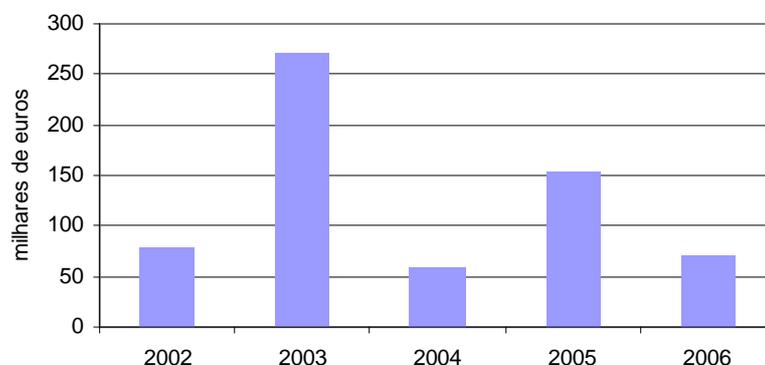
	NT	BTE	BTN	Total
%	0%	14%	86%	100%
Caracterização de consumidores e redes [€]	0	9 855	60 541	70 396

No Quadro V - 7 e na Figura V - 2 apresenta-se a evolução dos custos com este programa desde 2002.

Quadro V - 7 - Evolução dos custos com o Estudo de caracterização de consumidores e redes, Programa 2

Programa 2	Executado				
	2002	2003	2004	2005	2006
Caracterização de consumidores e redes	78 820	269 600	59 241	154 519	70 396

Unidade: euros

Figura V - 2 - Evolução dos custos com o Estudo de caracterização de consumidores e redes, Programa 2

Comparando com anos anteriores verifica-se que o valor proposto para 2006 é próximo dos valores médios dos últimos anos.

PROGRAMA 5 – PROMOÇÃO DE EQUIPAMENTOS EFICIENTES

Este programa é semelhante aos levados a cabo no anterior período de regulação e tem por objectivo divulgar e promover o sistema de aquecimento por acumulação de calor, em associação com a adesão à tarifa bi-horária. Com este sistema de aquecimento os clientes poderão obter adequados níveis de conforto nas suas habitações incorrendo em menores custos em termos da sua factura de energia

elétrica. Ao mesmo tempo esta tecnologia permite uma redução dos consumos em horas de ponta e consequentemente uma melhoria do diagrama de cargas.

Neste programa desenvolveram-se as seguintes acções:

- Produção de material informativo;
- Expedição dos folhetos;
- Sorteios mensais do reembolso dos equipamentos;
- Divulgação da campanha em meios de comunicação social;
- Materiais de *merchandising*.

Conforme se apresenta no Quadro V - 8 no orçamento inicial deste Programa previa-se um gasto de 120 000 euros. No entanto, a campanha foi muito mais intensa do que havia sido inicialmente previsto, tendo sido gastos em 2005 cerca de 372 mil euros.

Quadro V - 8 - Custos incorridos, aceites e previstos para 2005 para o Programa 5

	Unidade: euros	
	Ano de execução 2005	2006
PGP 2005 com alterações e transferências aceites para 2006	120 000	120 000
Relatório de Execução do PGP (custos totais suportados pelo promotor)	371 800	126 785
Aceite para tarifas (2007 e 2008)	120 000	120 000

O valor aceite para tarifas referente a custos incorridos em 2006 não deverá ser superior ao valor previamente aprovado, uma vez que essa aprovação teve em conta, nomeadamente, impactes tarifários. Assim, o valor aceite em 2006, tal como sucedido no ano anterior, será idêntico ao proposto e aceite.

Conforme proposta da EDP Distribuição estes custos serão afectos à BTN onde se concentram a totalidade dos potenciais beneficiários desta medida.

Quadro V - 9 - Repartição dos custos com a Promoção de equipamentos eficientes (Programa 5) por nível de tensão

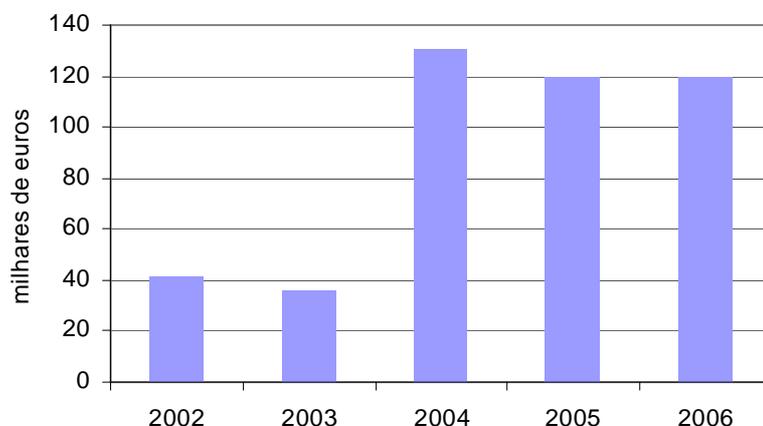
	NT	BTE	BTN	Total
%	0%	0%	100%	100%
Promoção de equipamentos eficientes [€]	0	0	120 000	120 000

No Quadro V - 10 e na Figura V - 3 os valores de 2006 são comparados com os referentes aos anos anteriores.

Quadro V - 10 - Evolução dos custos com a Promoção de equipamentos eficientes, Programa 5

Programa 5	Executado				
	2002	2003	2004	2005	2006
Promoção de equipamentos eficientes	41 160	35 600	130 400	120 000	120 000

Unidade: euros

Figura V - 3 - Evolução dos custos com a Promoção de equipamentos eficientes, Programa 5

O valor executado em 2006 é um pouco mais elevado que o valor médio anual, no entanto é inferior ao executado em 2004.

PROGRAMA 6 – HÁBITOS DE UTILIZAÇÃO DE APARELHOS ELÉCTRICOS NO SECTOR DOS SERVIÇOS

Neste estudo, que transita do anterior período de regulação 2002-2004, dá-se continuidade à contratação de serviços especializados por forma a se proceder a uma caracterização dos clientes do sector dos serviços em termos de posse e utilização de aparelhos eléctricos, nos diversos tipos de estabelecimentos e instalações dos diferentes ramos de actividade económica (comércio por grosso e a

retalho, restaurantes e hotéis, transportes e serviços auxiliares de transportes, banca e seguros, serviços de saúde, comunicações, serviços prestados às empresas).

Em 2006 foram desenvolvidas as seguintes acções:

- Conclusão do trabalho de campo;
- Desenvolvimento do software;
- Digitação dos dados recolhidos;
- Elaboração do relatório final.

No PGP 2005 foram previstos e aprovados 127 milhares de euros para este programa, posteriormente foi aceite o pedido para repartir a execução deste mesmo montante entre 2005 e 2006. No relatório de execução existe uma transferência adicional de 2005 para 2006, no valor de cerca de 13 milhares de euros, que é aceite pois do ponto de vista tarifário não representa nenhuma alteração significativa. O Quadro V - 11 apresenta estes valores.

Quadro V - 11 - Custos incorridos, aceites e previstos em 2005 e 2006 para o Programa 6

	Unidade: euros	
	Ano de execução 2005	2006
PGP 2005 com alterações e transferências aceites para 2006	54 308	72 692
Relatório de Execução do PGP (custos totais suportados pelo promotor)	54 308	76 212
Aceite para tarifas (2007 e 2008)	54 308	72 692

A repartição dos custos deste programa pelos vários níveis de tensão ou tipo de fornecimento a que correspondem as tarifas de Comercialização deve obedecer, tal como proposto pela EDP Distribuição, à estrutura de consumos de energia eléctrica no sector dos serviços verificada em 2006, tal como se apresenta no Quadro V - 12.

Quadro V - 12 - Repartição dos custos com o Estudo sobre posse e utilização de aparelhos eléctricos no sector dos serviços (Programa 6) por nível de tensão

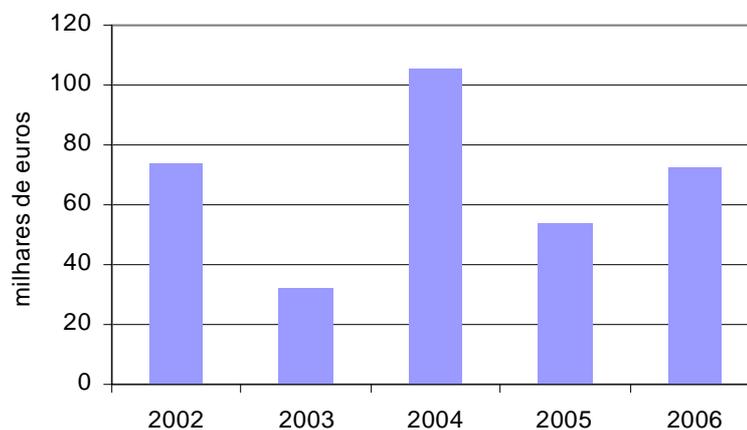
	NT	BTE	BTN	Total
%	42%	18%	40%	100%
Hábitos de utilização de aparelhos eléctricos no sector dos serviços [€]	30 531	13 085	29 077	72 692

No Quadro V - 13 e na Figura V - 4 apresenta-se a evolução dos custos com este programa que tem decorrido desde 2002.

Quadro V - 13 - Evolução dos custos com o Estudo sobre posse e utilização de aparelhos eléctricos no sector dos serviços, Programa 6

Programa 6	Executado				
	2002	2003	2004	2005	2006
Posse e utilização de aparelhos eléctricos - Serviços	73 910	31 900	105 021	54 308	72 692

Unidade: euros

Figura V - 4 - Evolução dos custos com o Estudo sobre posse e utilização de aparelhos eléctricos no sector dos serviços, Programa 6

Os montante a repercutir nas tarifas referentes a este programa estão em linha com os de anos anteriores.

PROGRAMA 8 - DIVULGAÇÃO DA UTILIZAÇÃO RACIONAL DE ENERGIA ELÉCTRICA

Este programa consiste num conjunto de medidas através das quais se aposta na sensibilização dos clientes para os benefícios decorrentes da utilização racional de energia e com a sua implementação, a empresa aposta no reforço da mensagem de eficiência energética.

Os valores referentes à execução de cada medida podem ser analisados separadamente.

MEDIDA 1 – SÍTIo INTERNET DEDICADO À EFICIÊNCIA ENERGÉTICA.

Consiste na criação de um sítio na Internet dedicado, dentro do sítio corporativo, com vista a dar, aos cerca de 1,2 milhões de visitantes, a possibilidade de se informarem sobre eficiência energética na procura de electricidade.

São criadas cerca de 20 páginas com texto e imagem, bem como um pequeno questionário de auditoria energética que permita ao cliente saber *online* o que poderá fazer para poupar energia.

Estes conteúdos estão disponíveis no sítio da EDP e pretendem integrar a informação sobre eficiência energética que existe actualmente de forma dispersa.

Este projecto iniciou-se após 31 de Dezembro de 2005, pelo que não são consideradas nem acções nem custos incorridos em 2005.

No Quadro V - 14 apresentam-se os custos associados à medida, os custos estimados foram de 40 000 euros, os custos incorridos foram apenas de 24 000 euros. Esta diferença resulta do facto de, inicialmente, estar previsto desenvolver o “sítio” com recurso a apoio externo, tendo posteriormente a Empresa assumido a respectiva produção.

Quadro V - 14 - Custos incorridos, aceites e previstos em 2005 e 2006 para a Medida 1 do Programa 8

	Unidade: euros	
	Ano de execução 2005	2006
PGP 2005 com alterações e transferências aceites para 2006	0	40 000
Relatório de Execução do PGP (custos totais suportados pelo promotor)	0	24 000
Aceite para tarifas (2007 e 2008)	0	24 000

MEDIDA 2 – ELABORAÇÃO DE UM GUIA DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

Esta medida consiste na elaboração e disponibilização de um guia de eficiência energética por parte da EDP Distribuição. Este guia, que teve uma tiragem de 500 000 exemplares, visa permitir aos clientes domésticos, de uma forma acessível, terem a percepção das vantagens de implementação de medidas de eficiência energética nas suas habitações.

Segundo a EDP Distribuição, o guia prático de eficiência energética, teve uma enorme aceitação junto do grande público e dos consumidores em geral atendendo à sua distribuição gratuita através dos encartes em jornais de grande tiragem.

Uma vez que a medida abrange a eficiência energética procurou-se que, em termos de conteúdo, 50% do guia abordasse questões relativas à utilização eficiente da energia eléctrica.

O projecto iniciou-se após 31 de Dezembro de 2005, pelo que não foram consideradas acções e custos incorridos em 2005.

No Quadro V - 15 apresentam-se os valores previstos e aceites para 2006. Os custos estimados foram de 186 250 euros, tendo os custos incorridos sido de cerca de 181 mil euros. A diferença entre o valor previsto e o planeado resulta do facto da Empresa ter obtido um desconto de quantidade não previsto inicialmente.

Quadro V - 15 - Custos incorridos, aceites e previstos em 2005 e 2006 para a Medida 2 do Programa 8

	Unidade: euros	
	Ano de execução 2005	2006
PGP 2005 com alterações e transferências aceites para 2006	0	186 250
Relatório de Execução do PGP (custos totais suportados pelo promotor)	0	180 999
Aceite para tarifas (2007 e 2008)	0	180 999

MEDIDA 3 – ROAD-SHOW PELAS ESCOLAS

A escola é um centro privilegiado de informação e de formação das gerações futuras. A capacidade de interiorização de hábitos nas crianças e a capacidade que estas têm de influenciar os seus pais é muito elevada. A EDP Distribuição propôs-se realizar um *road-show* por 250 escolas, de Norte a Sul do país, levando até aos alunos do ensino básico uma apresentação sobre energia, eficiência energética e utilização racional de energia.

O projecto envolveu três entidades - a empresa “Sair da Casca” como gestora do projecto, a ADENE (Agência para a Energia) como consultora técnica e a empresa “QuickBizz” como responsável pela produção de materiais.

Em 2006 este projecto é reformulado, mantendo-se o conteúdo de divulgar conceitos de eficiência energética pelas escolas.

A adesão a este projecto contou com a participação de 311 mil alunos e 46 mil professores de 700 escolas do 2º e 3º ciclos do ensino básico. Esta medida foi essencialmente desenvolvida em três fases:

- Envio do *kit* com o material pedagógico às escolas aderentes;
- Realização de sessões de informação para os professores e directores executivos;
- Concurso para implementação de medidas de eficiência energética com prémios totalizando 100 mil euros.

De referir que a QUERCUS avaliou esta iniciativa como muito positiva, tendo-se estimado a poupança de energia estimulada pela mudança de hábitos comportamentais em 1,4 GWh.

Aquando da elaboração do PGP 2005 estimava-se que os custos associados com a implementação desta medida rondariam os 298 000 euros, valor este que foi aceite pela ERSE. Tal como o Quadro V - 16 indica os custos efectivamente incorridos em 2005 foram de 107 561 euros, sendo que a estimativa de custos a incorrer em 2006 foi de 190 439 euros.

Tendo em conta que se trata de uma medida dentro de um mesmo programa – Programa 8 - considerou-se ser de aceitar os custos incorridos pela empresa desde que o total do programa 8 não excedesse o valor aceite para 2006. Como foi esta situação a que veio a ocorrer consideraram-se a totalidade dos custos incorridos pela EDP Distribuição.

Quadro V - 16 - Custos incorridos, aceites e previstos para 2006 para a Medida 3 do Programa 8

Unidade: euros

	Ano de execução	
	2005	2006
PGP 2005 com alterações e transferências aceites para 2006	107 561	190 439
Relatório de Execução do PGP (custos totais suportados pelo promotor)	107 561	302 822
Aceite para tarifas (2007 e 2008)	107 561	302 822

Estes custos são integralmente afectos à BTN, tal como é proposto no relatório de execução.

MEDIDA 4 – DISTRIBUIÇÃO DE UM DESDOBRÁVEL A INCLUIR NA FACTURA

Esta medida consiste em fazer chegar a todos os clientes de Baixa Tensão Normal da EDP Distribuição (cerca de 5,8 milhões) um desdobrável, incluído na factura, com informações sobre eficiência energética e o encaminhamento para o sítio Internet ou para as lojas EDP.

No relatório de execução foi proposto que esta medida se realizasse em 2006, o que foi aceite tendo em conta as razões já expostas sobre a transferência de custos entre 2005 e 2006.

Em simultâneo com o Guia Prático de Eficiência Energética (Medida 2) a EDP Distribuição desenvolveu um folheto *quizz* para envio aos cerca de seis milhões de consumidores de energia eléctrica com o objectivo de os sensibilizar para a eficiência energética incentivando-os a realizarem um auto-diagnóstico em suas casas.

Estes folhetos foram remetidos por correio, juntamente com as facturas de energia eléctrica aos consumidores que, entre os meses de Setembro e Dezembro de 2006, fossem detentores de um contrato com a EDP Distribuição. Paralelamente, e como reforço de sensibilização junto dos consumidores em geral, estes mesmos folhetos foram também amplamente distribuídos nas lojas EDP.

Os custos estimados foram de 283 500 euros e os custos incorridos foram de 122 933 mil euros. Esta diferença é explicada por no orçamento inicial se ter previsto a resposta RSF ao *Quizz* que não se veio a concretizar por se ter considerado que o folheto era de auto-diagnóstico e não um estudo/recolha de informação.

Quadro V - 17 - Custos incorridos, aceites e previstos em 2005 e 2006 para a Medida 4 do Programa 8

	Unidade: euros	
	Ano de execução 2005	2006
PGP 2005 com alterações e transferências aceites para 2006	0	283 500
Relatório de Execução do PGP (custos totais suportados pelo promotor)	0	122 933
Aceite para tarifas (2007 e 2008)	0	122 933

No Quadro V - 18 apresentam-se os custos incorridos, propostos e aceites no âmbito da globalidade das medidas do Programa 8, bem como os previstos e aceites para 2006. Os valores propostos no relatório de execução foram aceites na medida em que não excedem o valor estipulado para esse ano.

Quadro V - 18 - Custos incorridos, aceites e previstos em 2005 e 2006 para a totalidade do Programa 8

	Unidade: euros	
	Ano de execução 2005	2006
PGP 2005 com alterações e transferências aceites para 2006	1 046 561	700 189
Relatório de Execução do PGP (custos totais suportados pelo promotor)	1 236 864	630 754
Aceite para tarifas (2007 e 2008)	1 046 561	630 754

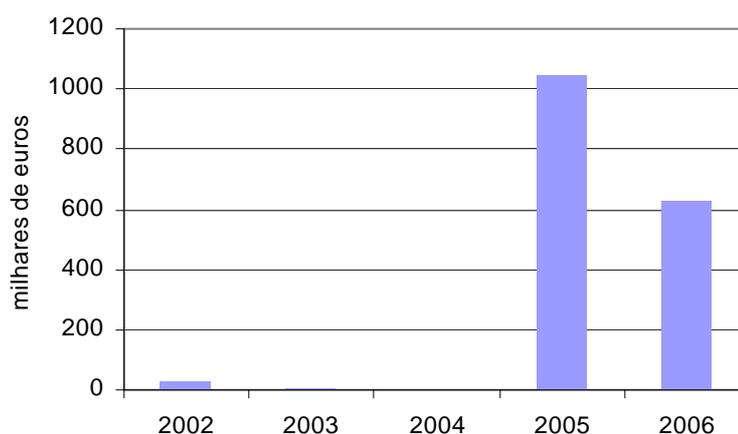
Para efeitos de tarifas em 2008 os custos com este programa representam cerca de 630 mil euros.

No Quadro V - 19 e na Figura V - 5 apresenta-se este valor em comparação com os de programas semelhantes de anos anteriores.

Quadro V - 19 - Evolução dos custos com Divulgação da utilização racional de energia eléctrica, Programa 8

Programa 8	Unidade: euros				
	Executado				
Ano	2002	2003	2004	2005	2006
Divulgação da UREE	28 100	7 900	0	1 046 561	630 754

Figura V - 5 - Evolução dos custos com Divulgação da utilização racional de energia eléctrica, Programa 8



Os custos desta acção atingem valores menores do que em 2005 e em nada comparáveis a anos anteriores. Esta diferença surge devido ao facto de a medida 5 do programa ser uma campanha publicitária que se implementou em 2005 e custou cerca de 940 mil euros.