

**PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS  
REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO EM 2011**

Dezembro 2010

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

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>PRINCIPAIS CONDICIONANTES DA DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS .....</b>	<b>3</b>
2.1	Taxa de inflação.....	3
2.2	Taxas de juro e <i>spreads</i> .....	4
2.3	Previsões de aquisição do preço médio de energia eléctrica por parte do CUR.....	12
2.4	Alterações legislativas e regulamentares com impacte nos proveitos permitidos de 2011 .....	26
<b>3</b>	<b>ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES COM IMPACTE NOS PROVEITOS PERMITIDOS DE 2011 .....</b>	<b>29</b>
<b>4</b>	<b>ACTIVIDADE DESENVOLVIDA PELO AGENTE COMERCIAL (SOBRECUSTO CAE).....</b>	<b>35</b>
<b>5</b>	<b>ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT ..</b>	<b>39</b>
5.1	Actividade de Gestão Global do Sistema.....	40
5.1.1	Custos directamente relacionados com a actividade de Gestão Global do Sistema .....	40
5.1.2	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral .....	43
5.2	Actividade de Transporte de Energia Eléctrica .....	48
5.2.1	Custos operacionais de exploração e custos incrementais .....	49
5.2.2	Valorização dos novos investimentos da RNT a custos de referência .....	49
5.2.3	Incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil .....	52
5.2.4	Taxa de remuneração do activo.....	53
5.2.5	Custos com a promoção do desempenho ambiental.....	54
5.2.6	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano t .....	55
<b>6</b>	<b>ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO .....</b>	<b>57</b>
6.1	Actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.....	57
6.1.1	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a Produtores em regime especial .....	58
6.1.2	Amortização e juros da dívida tarifária.....	62
6.1.3	Custos decorrentes da sustentabilidade de mercados .....	63
6.1.4	Diferencial positivo ou negativo na actividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (MAT, AT, MT) e BTE.....	63
6.1.5	Custos com tarifa social .....	64
6.1.6	Custos com a manutenção do equilíbrio contratual.....	66
6.2	Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	82
<b>7</b>	<b>ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO .....</b>	<b>87</b>
7.1	Actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica .....	87

7.1.1	Custos com a aquisição de energia eléctrica nos mercados organizados .....	87
7.1.2	Ajustamentos.....	91
7.2	Actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição ....	93
7.3	Actividade de Comercialização .....	94
7.4	Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória .....	97
<b>8</b>	<b>PROVEITOS PERMITIDOS PARA 2011 NO CONTINENTE.....</b>	<b>99</b>
<b>9</b>	<b>ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES .....</b>	<b>100</b>
9.1	Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema .....	100
9.1.1	Custos de energia .....	103
9.1.2	Custos de exploração.....	107
9.1.3	Investimento .....	108
9.2	Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	111
9.3	Actividade de comercialização de Energia Eléctrica.....	115
9.4	Proveitos permitidos à EDA para 2011 .....	119
9.5	Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores .....	120
<b>10</b>	<b>ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIDOR VINCULADO DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA .....</b>	<b>123</b>
10.1	Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema .....	125
10.1.1	Análise dos custos de AGS.....	125
10.1.2	Proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAM.....	133
10.2	Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	135
10.2.1	Actualização dos parâmetros para 2011.....	136
10.2.2	Análise de outros custos da DEE.....	136
10.2.3	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAM.....	137
10.3	Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica.....	139
10.3.1	Actualização dos parâmetros para 2011.....	140
10.3.2	Análise de outros custos da CEE.....	140
10.3.3	Proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAM ..	141
10.4	Proveitos Permitidos à EEM para 2011 .....	143
10.5	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira .....	144

## ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Previsões para o deflator do PIB .....	4
Quadro 2-2 - Previsões das empresas para o deflator do PIB .....	4
Quadro 2-3 – Custo médio de financiamento e <i>ratings</i> das principais empresas do sector eléctrico .....	5
Quadro 2-4 – <i>Yield</i> (a 1 de Setembro) obrigações de curto prazo de empresas do sector eléctrico .....	6
Quadro 2-5 – <i>Yield</i> (a 1 de Setembro) obrigações médio e longo prazo empresas sector eléctrico .....	6
Quadro 2-6 – Taxas de juro e <i>spreads</i> .....	12
Quadro 2-7 Previsões de preços de mercado para 2011 e para 2010.....	26
Quadro 4-1 - Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE previsto para 2011 .....	36
Quadro 4-2 – Principais pressupostos do cálculo do sobrecusto previsto para 2011 .....	37
Quadro 4-3 – Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica .....	38
Quadro 5-1 – Custos de exploração líquidos de proveitos de exploração que não resultam da aplicação da tarifa de UGS.....	42
Quadro 5-2 - Custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas.....	44
Quadro 5-3 - Custos com a convergência tarifária das RAS referente a 2006 e 2007 .....	45
Quadro 5-4 – Valor previsto do desvio da recuperação do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, pago durante o ano t-1.....	45
Quadro 5-5 - Proveitos permitidos na actividade de Gestão Global do Sistema.....	48
Quadro 5-6 - Custo operacional de exploração e custos incrementais da actividade de TEE .....	49
Quadro 5-7 – Aplicação dos custos referência sem restrições comparativo REN - ERSE .....	52
Quadro 5-8 – Incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil .....	53
Quadro 5-9 – Evolução dos montantes referentes a limpeza de florestas .....	55
Quadro 5-10 - Proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica .....	56
Quadro 6-1 – Diferencial de custos com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial.....	59
Quadro 6-2 – Impacte da reclassificação da Cogeração a partir de fontes renováveis .....	61
Quadro 6-3 – Impacte do diferimento do valor da Cogeração a partir de fontes renováveis .....	62
Quadro 6-4 – Amortização e juros da dívida tarifária.....	63
Quadro 6-5 – Financiamento da tarifa social em 2011 .....	65
Quadro 6-6- Ajustamento do montante dos CMEC .....	68
Quadro 6-7 – Evolução dos custos com combustíveis em Sines e Setúbal.....	73
Quadro 6-8 – Estimativa da revisibilidade para 2010 .....	78
Quadro 6-9 – Valor máximo de referência para FCH .....	79
Quadro 6-10 – Impacte do FCH nas tarifas .....	80
Quadro 6-11 – Proveitos permitidos de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte .....	82
Quadro 6-12 – Custos com plano de reestruturação de efectivos.....	84
Quadro 6-13 – Proveitos permitidos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	85
Quadro 7-1 – Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da sua procura .....	88

Quadro 7-2 – Custo de aquisição de energia eléctrica à PRE.....	88
Quadro 7-3 – Ajustamentos do comercializador de último recurso .....	92
Quadro 7-4 - Custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica .....	93
Quadro 7-5 – Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição .....	94
Quadro 7-6 – Proveitos permitidos à actividade de Comercialização .....	96
Quadro 8-1 – Proveitos permitidos em 2011 por actividade no Continente .....	99
Quadro 9-1 - Proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema de 2008 a 2011.....	102
Quadro 9-2 - Custos unitários variáveis da energia eléctrica emitida pelas centrais térmicas da EDA .....	103
Quadro 9-3 - Determinação do custo com o fuelóleo (EUR/t) .....	104
Quadro 9-4 - Custo unitário dos combustíveis.....	105
Quadro 9-5 - Custo unitário da energia eléctrica adquirida aos produtores do sistema independente.....	106
Quadro 9-6 - Custos da energia eléctrica adquirida .....	107
Quadro 9-7 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da EDA .....	109
Quadro 9-8 – Peso dos custos com combustíveis nos proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da EDA .....	110
Quadro 9-9 – Determinação da componente variável unitária dos proveitos da actividade de DEE ..	112
Quadro 9-10 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EDA.....	113
Quadro 9-11 - Determinação da componente variável unitária dos proveitos da actividade de CEE ..	116
Quadro 9-12 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EDA.....	117
Quadro 9-13 - Proveitos permitidos à EDA para 2011.....	119
Quadro 9-14 - Proveitos permitidos à EDA, para 2011, excluindo ajustamentos.....	120
Quadro 9-15 - Custo com a convergência tarifária da RAA.....	121
Quadro 10-1 – Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo de tarifas para 2011 .....	126
Quadro 10-2 - Evolução do custo unitário da energia eléctrica adquirida pela EEM por tecnologia...128	
Quadro 10-3 – Custos de exploração enviados para 2011.....	130
Quadro 10-4 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da EEM.....	133
Quadro 10-5 - Impacte das decisões da ERSE nos proveitos permitidos de AGS .....	134
Quadro 10-6 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EEM .....	138
Quadro 10-7 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EEM .....	141
Quadro 10-8 - Proveitos permitidos da EEM.....	143
Quadro 10-9 – Proveitos permitidos da EEM, excluindo o ajustamento de $t-2$ .....	144
Quadro 10-10 - Custo com a convergência tarifária na RAM .....	145

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 – Evolução da taxa de juro euribor .....	5
Figura 2-2 – Evolução dos CDS para empréstimos a 1 ano da EDP .....	7
Figura 2-3 – Evolução dos CDS para empréstimos a 1 ano da EDP face a Unión Fenosa antes da crise financeira da Primavera de 2010.....	8
Figura 2-4 – Evolução dos CDS para empréstimos a 1 ano da EDP face a Unión Fenosa depois da crise financeira da Primavera de 2010.....	9
Figura 2-5 - Evolução dos Yield da EDP e da EDF para obrigações com maturidade no final do 1º trimestre de 2011.....	10
Figura 2-6 – Preços mercado diário Portugal.....	13
Figura 2-7 – Preços mercado diário Espanha.....	14
Figura 2-8 – Diferencial preço Portugal Espanha .....	14
Figura 2-9 – Evolução do preço spot e dos mercados de futuros .....	15
Figura 2-10 – Evolução do preço médio spot e dos mercados de futuros.....	16
Figura 2-11 – Preços médios mensais energia eléctrica Espanha e <i>Brent</i> (euros).....	17
Figura 2-12 – Média móvel mensal preços spot energia eléctrica e <i>Brent</i> (euros).....	18
Figura 2-13 – Energia transaccionada por tecnologia .....	19
Figura 2-14 – Peso relativo das tecnologias com preços ofertados acima de 95% do preço de mercado MIBEL.....	20
Figura 2-15 – Peso relativo das tecnologias com preços ofertados acima de 95% do preço de mercado Portugal .....	21
Figura 2-16 – Satisfação do consumo referido à emissão.....	22
Figura 2-17 – Evolução preço Brent (USD/bbl).....	23
Figura 2-18 – Evolução preço Brent (EUR/bbl).....	23
Figura 2-19 – Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (USD/t) .....	24
Figura 2-20 – Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (euros /t) base 100 2008.....	24
Figura 2-21 – Evolução preço futuros petróleo Brent entrega Dezembro de 2011 .....	25
Figura 5-1 – Investimento a custos técnicos na actividade de Gestão Global do Sistema entre 2003 e 2011.....	41
Figura 5-2- Taxa de remuneração dos activos fixos na actividade de GGS.....	43
Figura 5-3 - Taxa de remuneração do activo da actividade TEE.....	54
Figura 6-1 – Valores Sobrecusto PRE antes da correcção da Cogeração <sup>FER</sup> .....	60
Figura 6-2- Ajustamento do montante dos CMEC por parcela .....	69
Figura 6-3 – Receita unitária definido no cálculo do valor inicial dos CMEC e no cálculo da revisibilidade .....	70
Figura 6-4 – Evolução do preço médio mensal ponderado em Portugal.....	71
Figura 6-5 – Produção das centrais com CMEC e índice de Produtibilidade Hidroeléctrica.....	72
Figura 6-6 – Produção ocorrida das centrais com CMEC entre 2005 e 2009 e valor implícito no cálculo dos CMEC para 2008 e 2009.....	73
Figura 6-7 – Evolução do encargo de energia unitário das centrais térmicas.....	74

Figura 6-8 – Margem das vendas em 2009 .....	75
Figura 7-1 – Evolução das quantidades da PRE por tecnologia [GWh] .....	89
Figura 7-2 – Evolução Preço Unitário PRE por tecnologia [€/MWh].....	90
Figura 7-3 – Peso de cada tecnologia no custo total da PRE.....	91
Figura 9-1 – Custo unitário variável das centrais térmicas da EDA (EUR/MWh) .....	103
Figura 9-2 – Custos unitários dos combustíveis para produção de energia eléctrica ocorrido e previstos .....	105
Figura 9-3 - Investimento a custos técnicos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema .....	108
Figura 9-4 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da EDA .....	111
Figura 9-5 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EDA .....	114
Figura 9-6 - Proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EDA, evolução da energia vendida e proveitos unitários .....	115
Figura 9-7 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EDA .....	118
Figura 9-8 - Proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EDA, evolução da energia vendida e proveitos unitários .....	118
Figura 9-9 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EDA de 2003 a 2011 .....	122
Figura 10-1 – Evolução da cotação dos futuros do fuelóleo de baixo teor de enxofre para 2011.....	126
Figura 10-2 - Custos de exploração por unidade produzida na AGS .....	132
Figura 10-3 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da EEM.....	135
Figura 10-4 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EEM.....	139
Figura 10-5 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EEM.....	142
Figura 10-6 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EEM .....	146

## 1 INTRODUÇÃO

Neste documento apresentam-se os proveitos permitidos por actividade regulada das seguintes entidades:

- Agente Comercial - REN Trading, SA
- Entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT) – REN, SA
- Entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição (RND) – EDP Distribuição, SA
- Comercializador de último recurso – EDP Serviço Universal, SA
- Concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores – EDA, SA
- Concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira – EEM, SA

Definem-se os principais pressupostos utilizados no cálculo dos proveitos permitidos para 2011 e apresentam-se e justificam-se as principais opções tomadas pela ERSE relativamente aos custos, proveitos e investimentos em 2011.

Os proveitos permitidos das actividades reguladas têm em conta os parâmetros definidos no documento “Parâmetros de regulação e Custo do capital para o período 2009-2011”, de Dezembro de 2008.



## 2 PRINCIPAIS CONDICIONANTES DA DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS

Os valores dos proveitos permitidos para 2011 para as actividades das empresas reguladas são calculados com base em valores pressupostos para as seguintes variáveis:

- Taxa de inflação, medida através do deflator do PIB.
- Taxas de juro e *spreads*.
- Preço médio de aquisição de energia eléctrica pelo CUR.

Neste capítulo, apresentam-se também as alterações legislativas e regulamentares com impacte nos proveitos permitidos de 2011.

### 2.1 TAXA DE INFLAÇÃO

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

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

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

O deflator do PIB é utilizado para actualizar os custos, os proveitos e os investimentos para o ano de 2011.

Adicionalmente, para a actualização dos parâmetros dos proveitos permitidos das actividades reguladas por *price-cap* (actividades de Distribuição de Energia Eléctrica e de Comercialização de Energia Eléctrica em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas) é utilizado o deflator do PIB, medido como a taxa de variação anual terminada no 2º trimestre de 2010, publicado pelo INE. A taxa situou-se em 0,5%.

As previsões de organismos nacionais e internacionais para o deflator do PIB, para Portugal em 2010 e 2011, são apresentadas no Quadro 2-1.

**Quadro 2-1 - Previsões para o deflator do PIB**

Unidade: %

	MFAP	OCDE	CE
2010	0,8	0,7	1,1
2011	2,0	1,2	1,6

Fonte: MFAP - Programa de Estabilidade e Crescimento - 2010-2013, Março/2010, OCDE - "Economic Outlook, n.º 87 - Maio/2010", CE - "European Economy" - Previsões de Primavera 2010, Maio/2010

As previsões das empresas para 2010 e 2011 encontram-se sintetizadas no Quadro 2-2.

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

Unidade: %

	REN <sup>(1)</sup>	EDP Distribuição	EDP Serviço Universal	EDA	EEM
2010	0,8	0,8	0,8	2,0	1,5
2011	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0

Nota: <sup>(1)</sup> IHPC

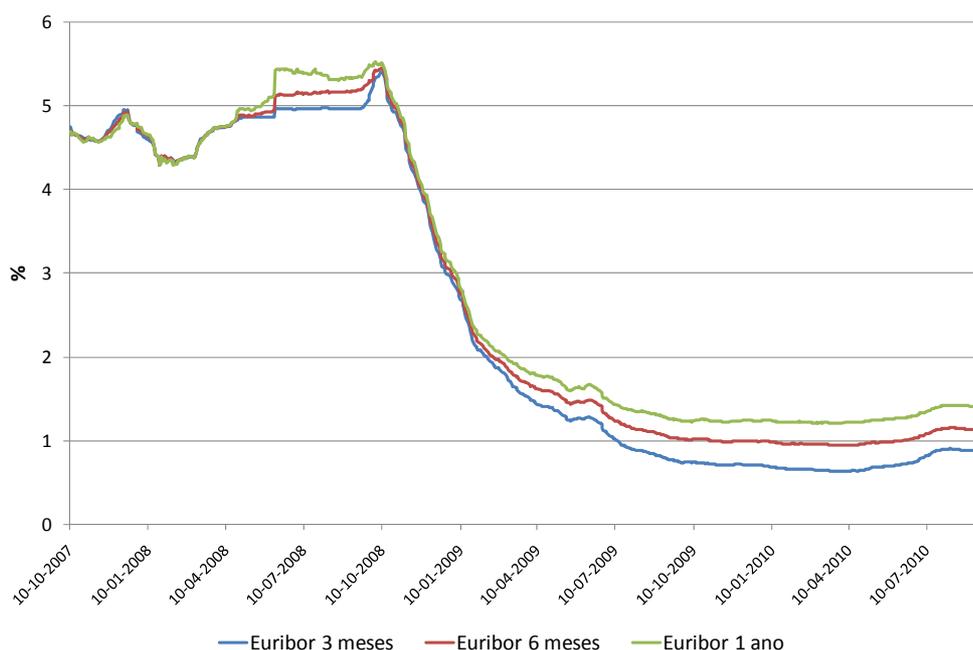
A taxa de inflação adoptada pela ERSE para 2011, de 2,0%, corresponde à previsão do Ministério das Finanças e da Administração Pública, no âmbito do Programa de Estabilidade e Crescimento.

## 2.2 TAXAS DE JURO E SPREADS

### EVOLUÇÃO DAS TAXAS EURIBOR

A crise financeira, que culminou na falência do banco *Lehman Brothers* a 15 de Setembro de 2008, levou a um aumento do risco percebido pelos agentes económicos e uma perda de liquidez nos mercados financeiros internacionais. De modo a repor a liquidez nos mercados financeiros europeus, o Banco Central Europeu optou por diminuir as suas taxas de juro directoras do BCE, o que por sua vez teve um impacte nas taxas de juro Euribor. Esta evolução está patente na figura seguinte.

**Figura 2-1 – Evolução da taxa de juro euribor**



Fonte: Banco de Portugal

**CONDIÇÕES DE FINANCIAMENTO DAS PRINCIPAIS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO**

Devido à diminuição observada nas taxas de juro, bem como à reestruturação da dívida das empresas (em particular no caso da REN), o custo médio de financiamento das principais empresas reguladas do sector eléctrico diminuiu nos últimos tempos.

**Quadro 2-3 – Custo médio de financiamento e ratings das principais empresas do sector eléctrico**

	Custo médio da dívida 2008	Custo médio da dívida 2009	Custo médio da dívida 1º semestre 2010	Ratings
<b>EDP</b>	<b>4,30%</b>	<b>4,20%</b>	<b>3,50%</b>	<b>A3 Moody's (15-06-2010); A- Fitch (17-6-</b>
<b>REN</b>	<b>4,80%</b>	<b>3,86%</b>	<b>3,90%</b>	<b>A3 Moody's (13-07-10)</b>

Fonte: Relatórios e contas EDP, e REN

**RISCO ASSOCIADO AO FINANCIAMENTO DA EDP**

Porém, a observação do rendimento até à maturidade (*yield to maturity*) das obrigações de curto prazo da EDP permite concluir que esta diminuição não se verificou com a mesma intensidade, quando comparadas com outras empresas europeias do sector com *ratings* semelhantes.

**Quadro 2-4 – Yield (a 1 de Setembro) obrigações de curto prazo de empresas do sector eléctrico**

	Maturidade	Yield	Rating
EDP	28-03-2011	[1,817 ; 2,078]	A- Fitch (17-06-10)
EDF	08-04-2011	[1,150 ; 1,309]	A+ Fitch (16-06-09)
ENEL	20-05-2011	[1,426 ; 1,587]	A- Fitch (30-07-09)

Fonte: Reuters

Esta tendência ainda é mais evidente para o caso dos rendimentos das obrigações de médio e longo prazo.

**Quadro 2-5 – Yield (a 1 de Setembro) obrigações médio e longo prazo empresas sector eléctrico**

	Maturidade	Yield	Rating
ENAGAS	06-07-2012	[1,957 ; 2,118]	A+ Fitch (08-09-10)
EDF	06-11-2013	[1,750 ; 1,904]	A+ Fitch (16-06-09)
REN	10-12-2013	[3,063 ; 3,324]	A3 Moody's (13-07-10)
National Grid	22-04-2014	[2,307 ; 2,411]	BBB Fitch (20-05-10)

Fonte: Reuters

Este facto decorre da crise financeira das “dívidas soberanas” associada aos países do Sul da Europa da zona Euro, em especial Grécia, Portugal e Espanha, bem como à Irlanda, desde o 2º trimestre de 2010. Esta crise teve por efeito imediato que os mercados financeiros internacionais associassem um maior risco a estas economias, situação que se alarga às suas respectivas empresas.

Tomando como exemplo os CDS dos empréstimos a um ano da EDP; a Figura 2-2 mostra que após a crise financeira de 2008 os seus CDS cresceram substancialmente. Este tendência diminuiu no decorrer de 2009. Porém, a partir do final de 2009, com o desenrolar da crise financeira das dívidas soberanas, observou-se um aumento significativo da cotação dos CDS dos empréstimos da EDP.

**Figura 2-2 – Evolução dos CDS para empréstimos a 1 ano da EDP**

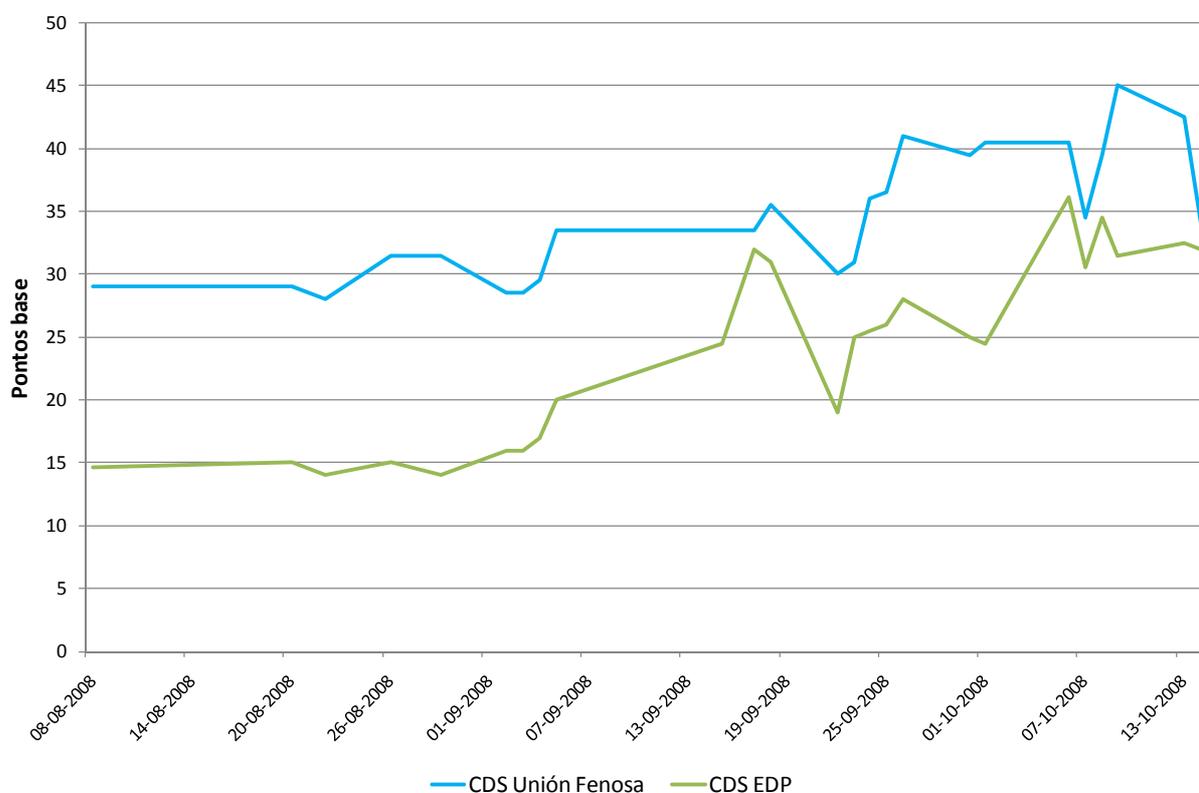


Fonte: Reuters

Registe-se contudo, que, mesmo face à Espanha, a situação portuguesa é mais gravosa desde o 2º trimestre de 2010.

Ao comparar as cotações dos CDS da EDP face aos CDS de outra empresa espanhola do sector eléctrico de dimensão semelhante, a Unión Fenosa, antes e depois da crise das dívidas soberanas, observa-se que ao longo da crise financeira de 2008 as cotações dos CDS da EDP são inferiores aos da Unión Fenosa (Figura 2-3), situação que se inverteu após a crise das dívidas soberanas (Figura 2-4).

**Figura 2-3 – Evolução dos CDS para empréstimos a 1 ano da EDP face a Unión Fenosa antes da crise financeira da Primavera de 2010**



Fonte: Reuters

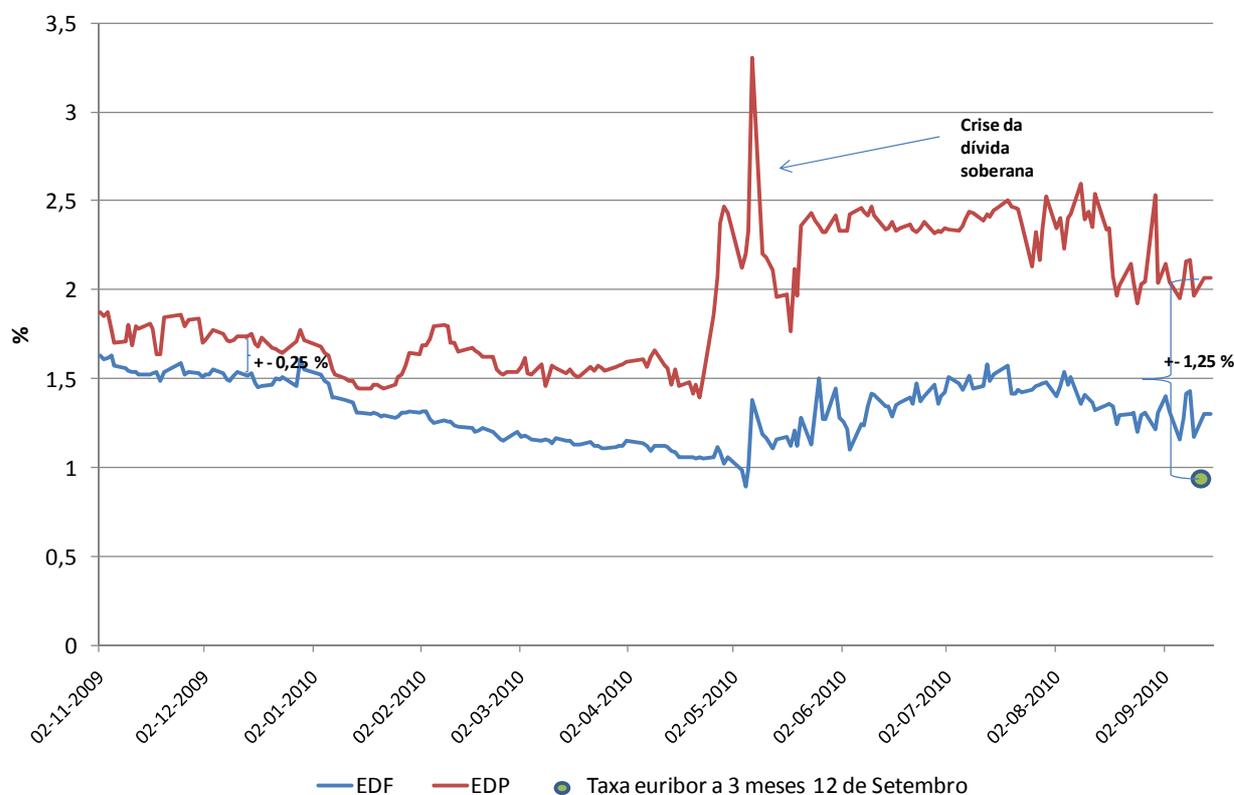
**Figura 2-4 – Evolução dos CDS para empréstimos a 1 ano da EDP face a Unión Fenosa depois da crise financeira da Primavera de 2010**



Fonte: Reuters

Retomando a análise baseada nos *yield* das empresas, depois da crise da dívida soberana em Abril, a diferença entre as *yield* da EDF, com o rating A+, e da EDP, com o *rating* A-, aumentou 0,5%. Neste momento, o *yield* da EDP para uma obrigação com maturidade em Abril de 2011 tem um *spread* implícito de 1,25%, enquanto o da EDF para uma maturidade semelhante é de 0,5%.

**Figura 2-5 - Evolução dos Yield da EDP e da EDF para obrigações com maturidade no final do 1º trimestre de 2011**



Fonte: Banco de Portugal, Reuters

### **SPREAD PARA OS AJUSTAMENTOS RELATIVOS AO ANO DE 2010**

Tendo em conta:

- O aumento do risco percebido pelos mercados financeiros sobre as dívidas das empresas nacionais, que se reflecte no aumento do preço dos CDS destas empresas;
- O facto desse aumento se reflectir, aparentemente, mais nos empréstimos de longo prazo do que nos empréstimos de curto prazo;
- Os dados disponíveis relativamente aos *yield* das obrigações da EDP, principal empresa do sector eléctrico nacional.

Propõe-se um *spread* de 1,25% para os ajustamentos relativos ao ano de 2010 a adicionar à taxa de juro euribor a 3 meses média diária de 1 de Janeiro a 30 Setembro de 2010, o que corresponde a um aumento de 0,25% face ao *spread* definido o ano passado para a taxa de juro euribor a 3 meses média de 2009, que foi 1%.

**TAXA DE JURO PARA A REPOSIÇÃO GRADUAL DO EFEITO DA RECLASSIFICAÇÃO DA COGERAÇÃO<sup>FER</sup>**

Como foi observado, o risco percebido pelo mercado para os empréstimos de médio e longo prazo e para os empréstimos de curto prazo são diferentes. Este facto reflecte a diferença verificada no último trimestre entre os rendimentos das obrigações do tesouro do Estado português e do Estado alemão, para o curto e o médio prazo: para uma maturidade de um ano a diferença tem sido de cerca de 1%, enquanto para uma maturidade de três anos tem ultrapassado os 3%.

Neste contexto, para efeitos de reposição gradual do efeito da reclassificação da cogeração<sup>FER</sup> decidiu-se indexar a taxa de juro aplicada a esse mecanismo ao rendimento médio das taxas de rendibilidade das obrigações do tesouro a 2 anos e a 3 anos, determinada com base nos valores diários das taxas de rendibilidades destes títulos verificados no mês de Dezembro de 2010. A taxa provisória a aplicar para 2011 é de 4,065%, tendo em conta os valores verificados no mês de Setembro de 2010.

**CONJUNTO DAS TAXAS DE JURO E SPREADS A APLICAR NO CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS EM 2011**

No seguimento do referido, o Quadro 2-6 apresenta as taxas de juros e *spreads* utilizadas no cálculo dos proveitos permitidos para 2011.

**Quadro 2-6 – Taxas de juro e spreads**

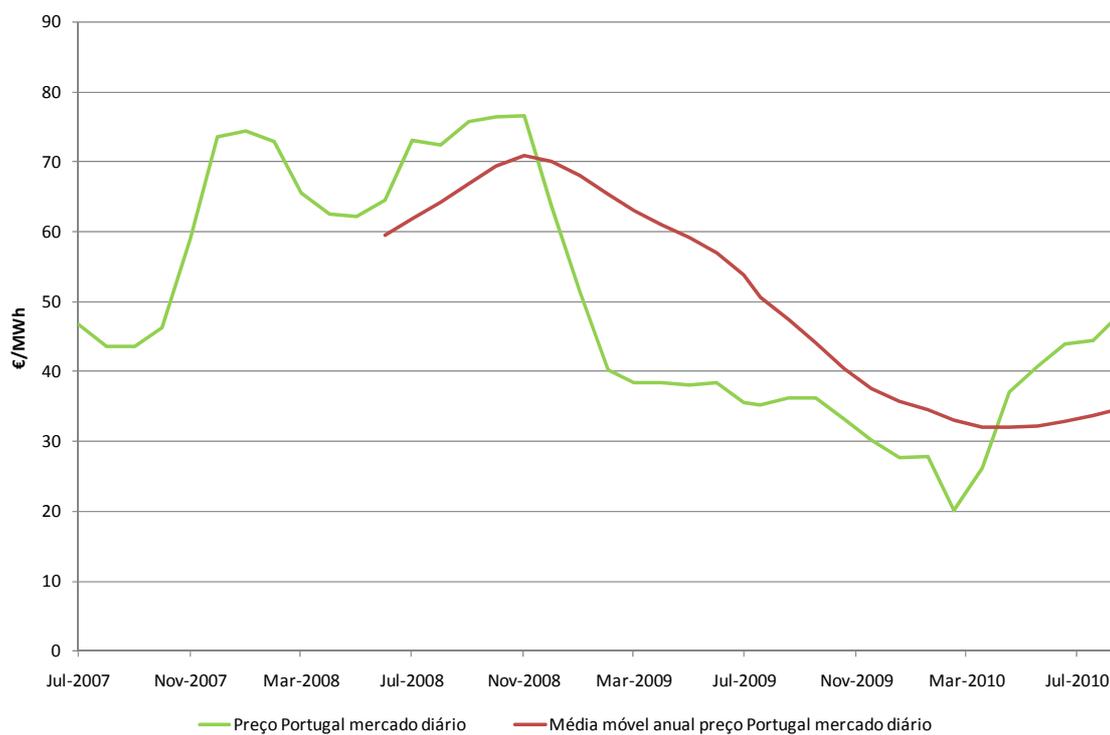
	2011
Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, valores diários de 2009, para cálculo dos ajustamentos de 2009	1,218%
Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11, para cálculo dos ajustamentos de 2009 e de 2010	0,782%
<i>Spread</i> no ano 2009 para cálculo dos ajustamentos de 2009	1 p.p.
<i>Spread</i> no ano 2010 para cálculo dos ajustamentos de 2009 e dos ajustamentos de 2010	1,25 p.p.
Taxa de juro EURIBOR a três meses, no último dia de Junho de 2010, para cálculo das rendas dos défices tarifários	0,767%
<i>Spread</i> dos défices de 2006 e 2007	0,5 p.p.
<i>Spread</i> para a dívida ao abrigo do DL n.º165/2008 titularizada	1,95 p.p.
Taxa provisória aplicável para a reposição gradual da reclassificação da cogeração <sup>FER</sup> (taxa média diária das OT a 2 anos e das OT a 3 anos ocorrida no mês de Setembro de 2010)	4,065%

## 2.3 PREVISÕES DE AQUISIÇÃO DO PREÇO MÉDIO DE ENERGIA ELÉCTRICA POR PARTE DO CUR

### EVOLUÇÃO DOS PREÇOS EM PORTUGAL E ESPANHA

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

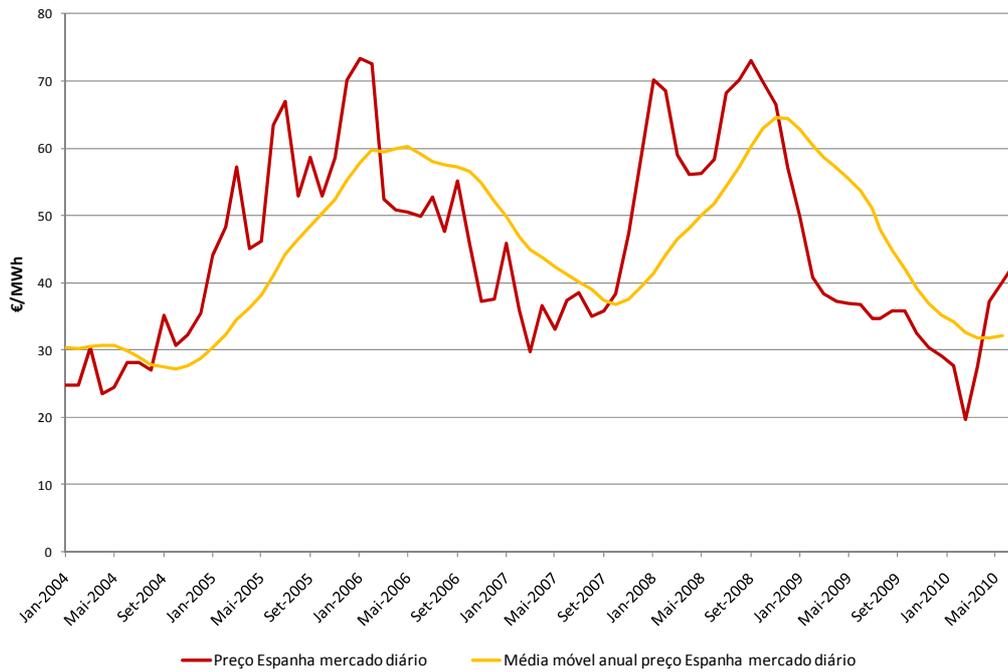
**Figura 2-6 – Preços mercado diário Portugal**



Fonte: OMEL

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

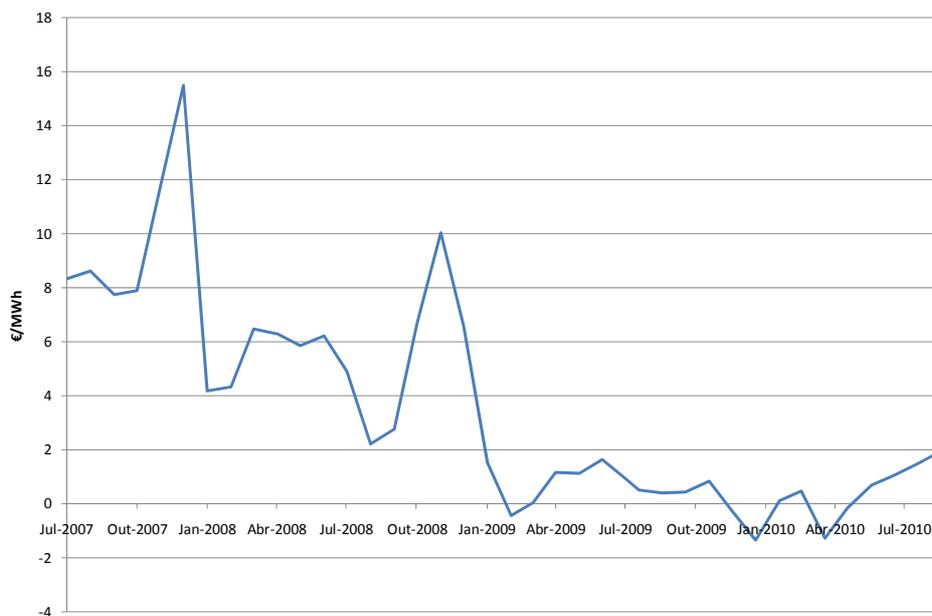
**Figura 2-7 – Preços mercado diário Espanha**



Fonte: OMEL

Sublinhe-se que o diferencial de preços entre Portugal e Espanha tem vindo a diminuir desde o arranque do MIBEL em Julho de 2007.

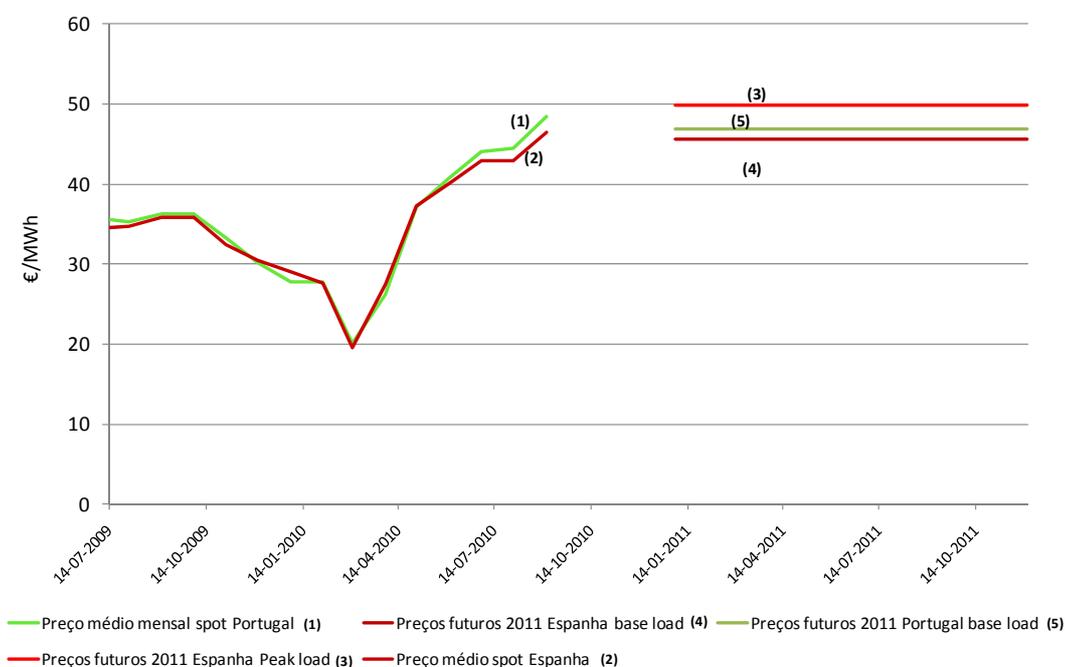
**Figura 2-8 – Diferencial preço Portugal Espanha**



Fonte. ERSE com base em dados OMEL

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

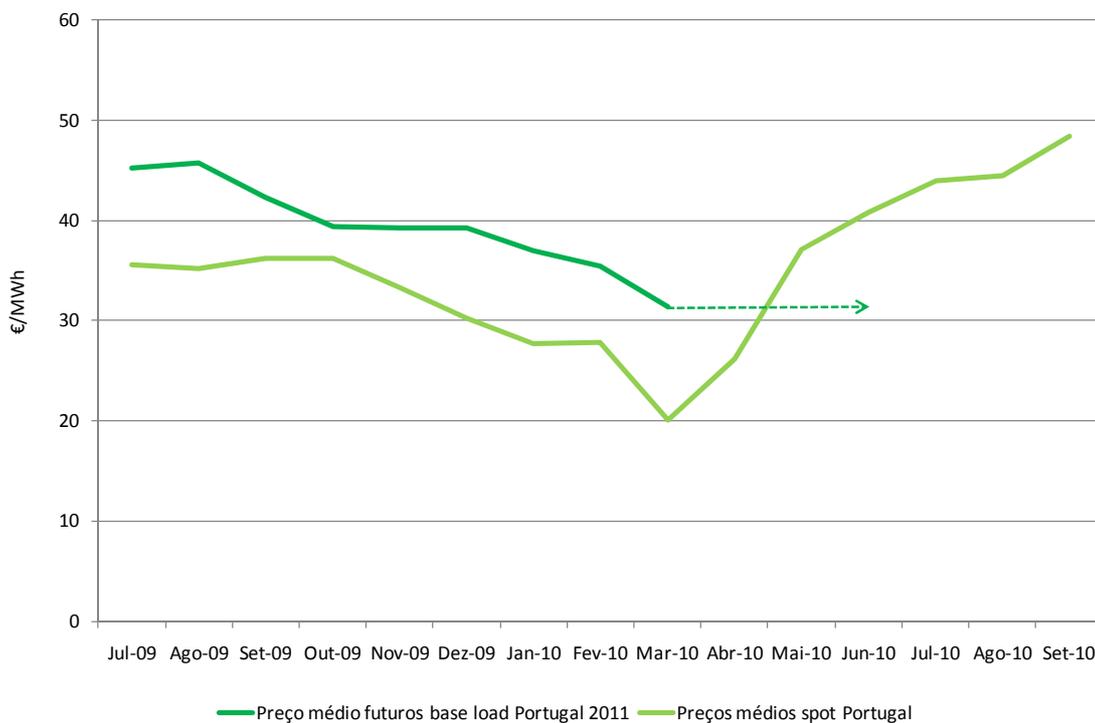
**Figura 2-9 – Evolução do preço spot e dos mercados de futuros**



Fonte: OMIP

Porém, os preços de futuros reflectem as condições de mercado *spot* com um prémio de risco, como mostra a Figura 2-10. Nesta figura compara-se a evolução dos preços dos contratos de futuros *baseload* para Portugal para entrega no 2º trimestre de 2010. Como é evidenciado, os contratos de futuros seguem a tendência do mercado *spot* que perspectivava a queda ou manutenção dos preços de energia eléctrica, quando na realidade o preço revelou-se superior ao previsto.

**Figura 2-10 – Evolução do preço médio spot e dos mercados de futuros**



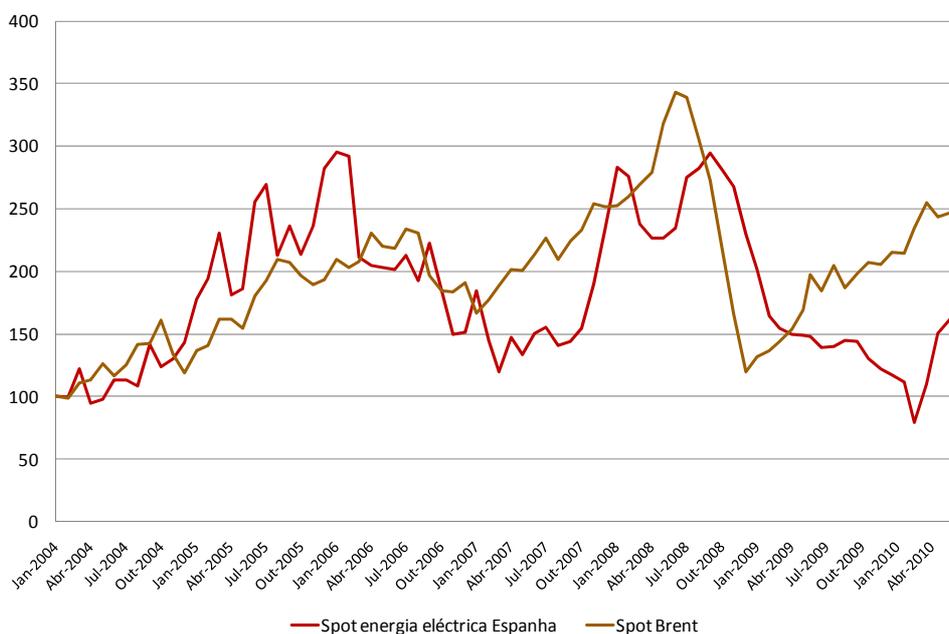
Fonte: ERSE com base em dados OMEL e OMIP

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

#### **FACTORES EXPLICATIVOS DA EVOLUÇÃO DO PREÇO DA ENERGIA ELÉCTRICA**

A evolução do preço de energia eléctrica no mercado *spot* ibérico e o preço do petróleo estão correlacionados como mostra a Figura 2-11.

**Figura 2-11 – Preços médios mensais energia eléctrica Espanha e Brent (euros)**

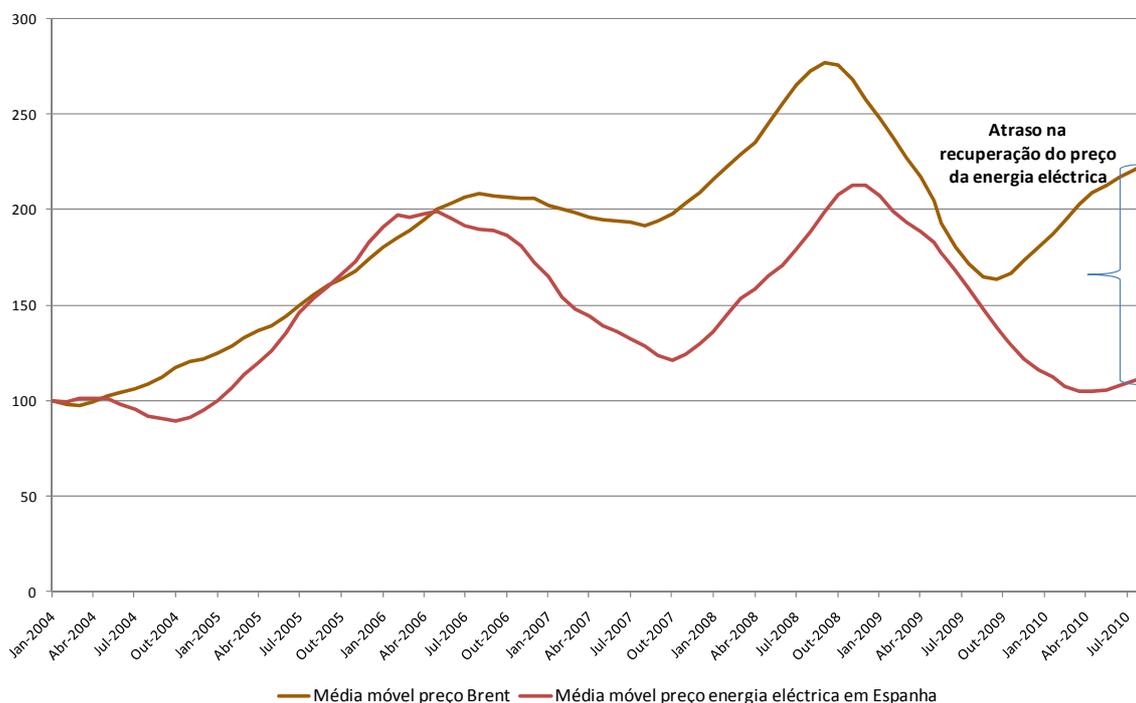


Fonte: ERSE com base em dados OMEL e Reuters

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

A Figura 2-12 mostra que caso os efeitos decorrentes da sazonalidade, nomeadamente o impacte da hidraulicidade na evolução dos custos marginais do sistema, forem anulados, recorrendo-se para este efeito à média móvel, a correlação aumenta: de 0,56 para 0,77.

Figura 2-12 – Média móvel mensal preços spot energia eléctrica e Brent (euros)



Fonte: ERSE com base em dados OMEL e Reuters

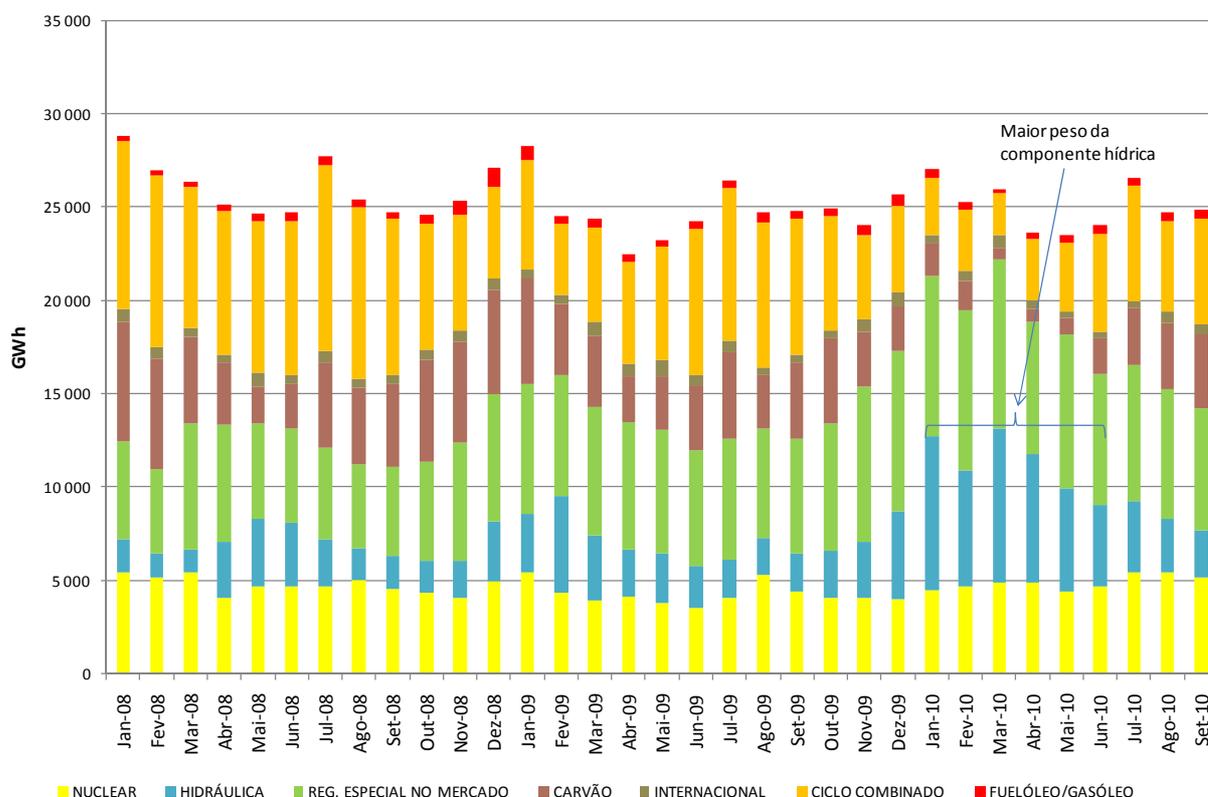
Contudo, no final do período analisado na figura verificou-se um desfasamento, de cerca de 8 meses, entre a evolução do preço do petróleo e a evolução do preço da energia eléctrica. Este desfasamento reflecte em parte o desfasamento existente<sup>1</sup> entre o preço do petróleo e os custos de produção das centrais de ciclo combinado a gás natural. Contudo, no caso presente este não é o único factor.

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

No que diz respeito ao mix de produção, assistiu-se no 1º semestre de 2010 a um maior peso da produção de origem hídrica na energia transaccionada na OMEL.

<sup>1</sup> Devido às condições definidas contratualmente de aquisição do gás natural a médio ou longo prazo.

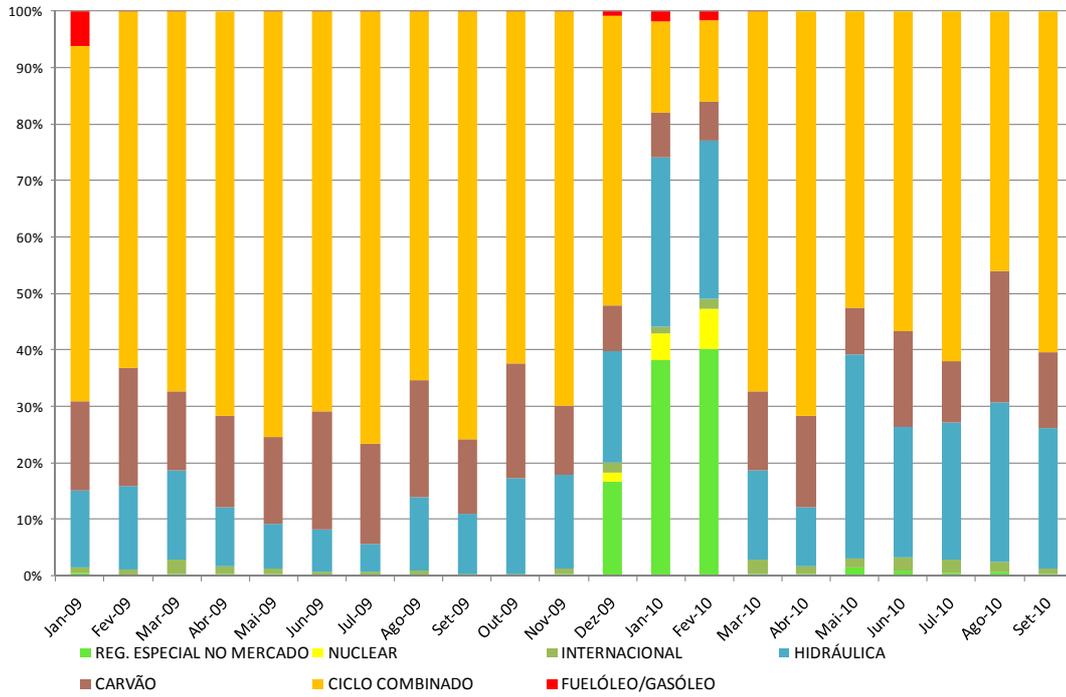
Figura 2-13 – Energia transaccionada por tecnologia



Fonte: OMEL

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

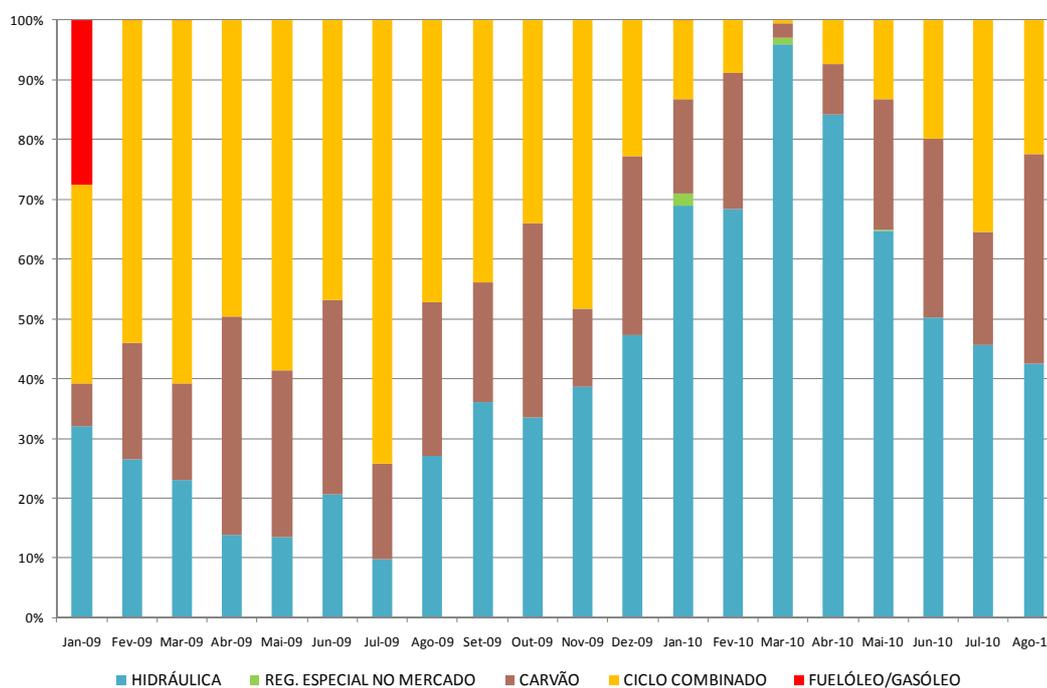
**Figura 2-14 – Peso relativo das tecnologias com preços ofertados acima de 95% do preço de mercado MIBEL**



Fonte: OMEL

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

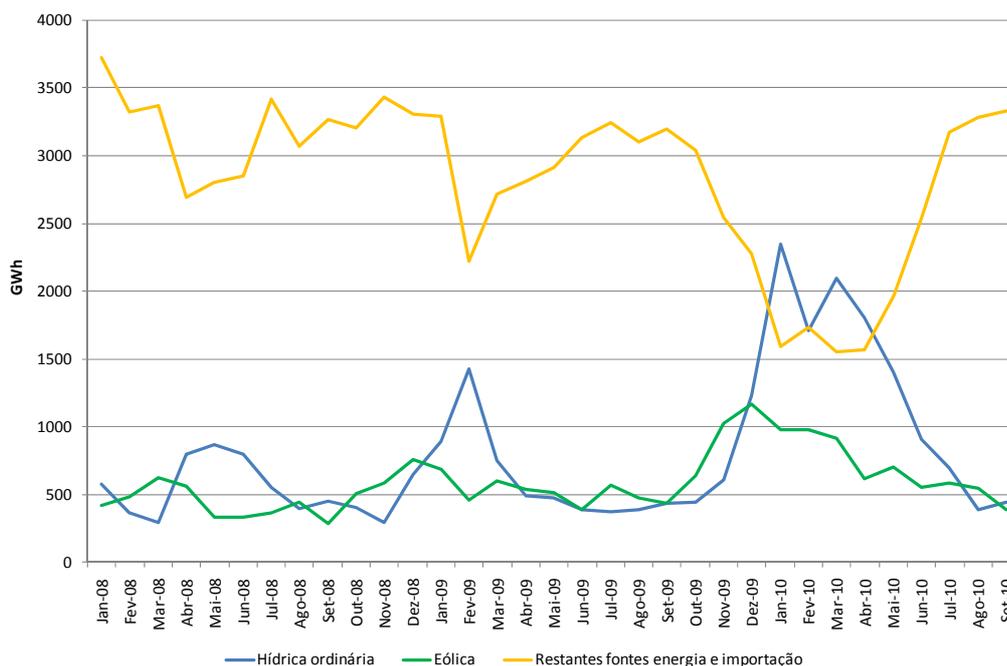
**Figura 2-15 – Peso relativo das tecnologias com preços ofertados acima de 95% do preço de mercado Portugal**



Fonte: OMEL

Numa análise mais abrangente em termos temporais e para o caso português, em especial grandes hídricas e eólicas, observa-se na Figura 2-16 que o peso da produção não dependente dos combustíveis fósseis no consumo foi anormalmente elevado entre o 4º trimestre de 2009 e os dois primeiros trimestres de 2010.

**Figura 2-16 – Satisfação do consumo referido à emissão**



Fonte: ERSE, com base em dados REN

As razões que explicam essa evolução são conhecidas:

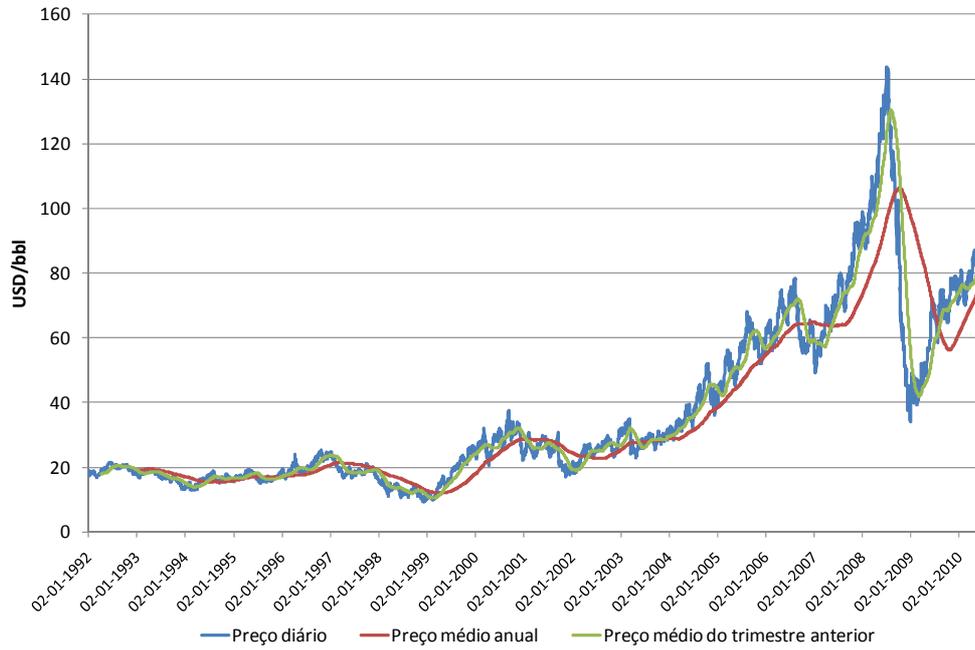
- Queda do consumo de energia eléctrica.
- Entrada em funcionamento de novos projectos produção em regime especial, designadamente eólicos.
- Hidraulicidade substancialmente acima da média.

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

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

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

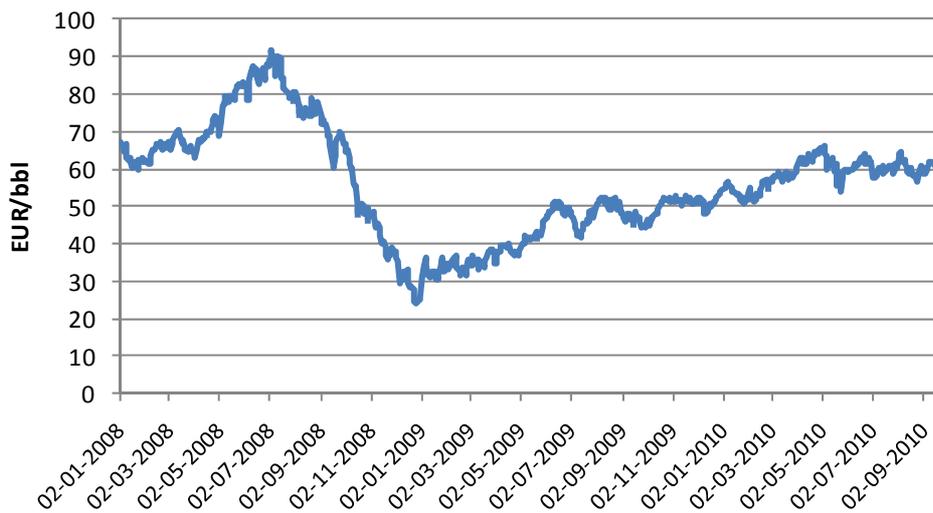
**Figura 2-17 – Evolução preço Brent (USD/bbl)**



Fonte: Reuters

A evolução mais recente do preço do petróleo em euros aponta para a sua estagnação.

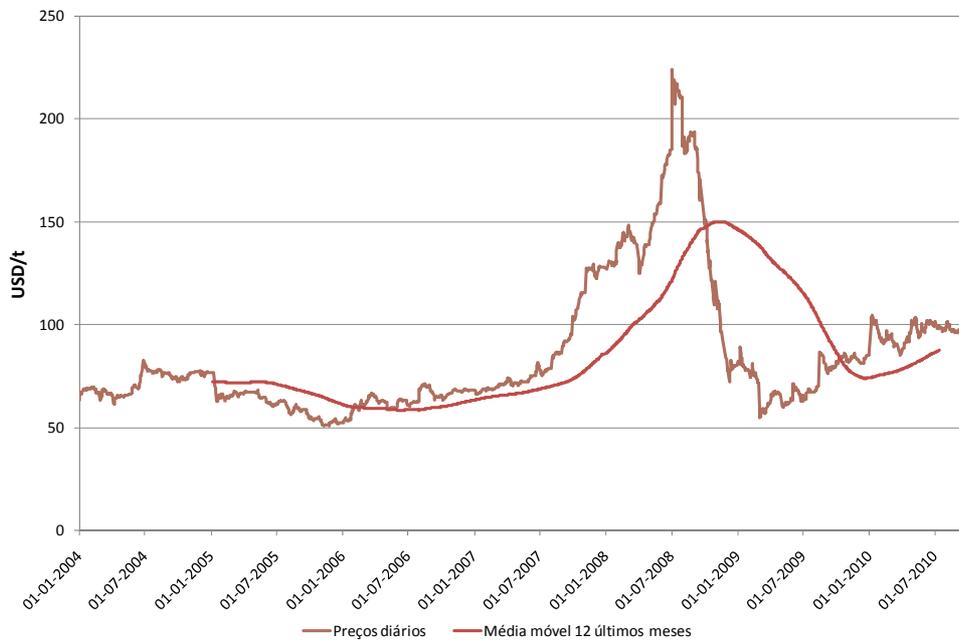
**Figura 2-18 – Evolução preço Brent (EUR/bbl)**



Fonte: Reuters

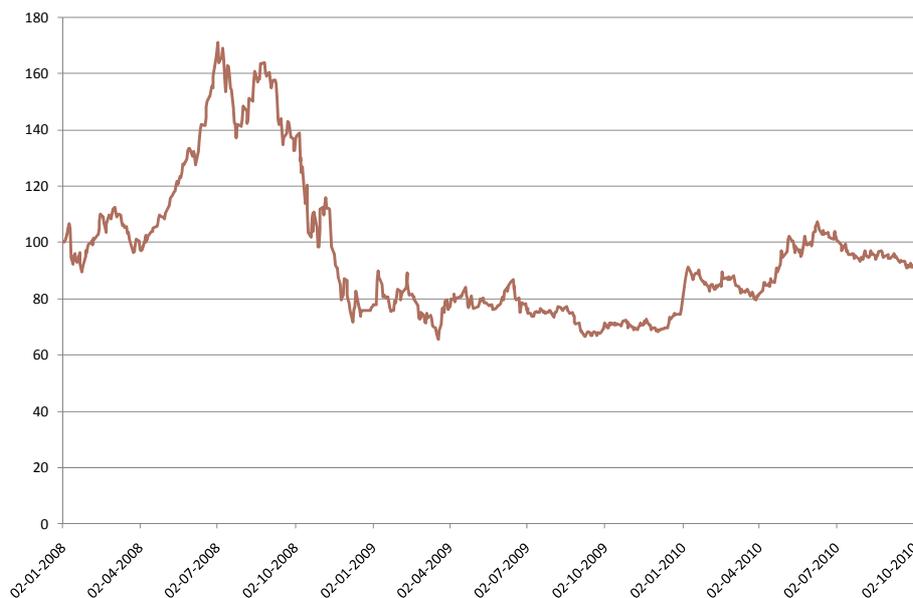
Os dois gráficos que seguem mostram que no caso do preço do carvão observa-se igualmente a manutenção do nível verificado em 2010.

**Figura 2-19 – Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (USD/t)**



Fonte: Reuters

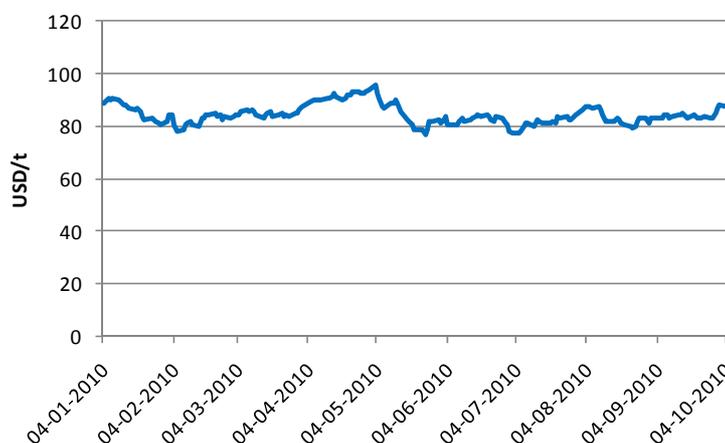
**Figura 2-20 – Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (euros /t)  
base 100 2008**



Fonte: Reuters

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

**Figura 2-21 – Evolução preço futuros petróleo Brent entrega Dezembro de 2011**



## PREVISÕES

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

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

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

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

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

**Quadro 2-7 Previsões de preços de mercado para 2011 e para 2010**

	2 010		2 011
	Tarifas 2010	Tarifas 2011	Tarifas 2011 (valores reais até Agosto)
Preço médio de aquisição do CUR em Portugal €/MWh	50,0	39,2	46,6
Preço petróleo USD/bbl	72,2	75,0	80,0
Índice de produtividade hidroeléctrica	1,0	≈1,3	1,0

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

**2.4 ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES COM IMPACTE NOS PROVEITOS PERMITIDOS DE 2011**

Posteriormente, aquando da análise de cada actividade, são determinados os montantes relativos a cada impacte.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO EM 2011

Pressupostos

Diploma	Descrição	Actividade regulada	Efeitos
Portaria n.º765/2010, de 20 de Agosto  Custos com mecanismo de garantia de potência	Prevê a atribuição de remuneração, pela prestação do serviço de disponibilidade de capacidade de produção aos centros electroprodutores em regime ordinário. Essa remuneração é estabelecida, por um período de 10 anos, através de um incentivo ao investimento aos centros electroprodutores que disponham de uma potência instalada igual ou superior a 50MW, que tenham entrado em funcionamento há menos de 10 anos e que não estejam sujeitos aos CMEC	REN - Actividade de Gestão Global do Sistema	Acréscimo de proveitos permitidos
Portaria n.º 542/2010, de 21 de Julho  Remuneração associada aos terrenos hídricos	Revisão das taxas a aplicar no cálculo da remuneração dos terrenos, através da alteração da Portaria n.º 481/2007, de 19 de Abril, passando a mesma a ser calculada com base na taxa swap interbancária de prazo mais próximo ao horizonte de amortização legal dos terrenos em causa, verificada no primeiro dia do mês de Janeiro, divulgada pela Reuters à hora de fecho de Londres, acrescida de meio ponto percentual.	REN - Actividade de Gestão Global do Sistema	Acréscimo de proveitos permitidos
Portaria n.º 592/2010, de 29 de Julho  Custos com interruptibilidade	A Portaria estabelece que os consumidores de energia no mercado não regulado possam participar no mecanismo de redução de potência, celebrando como tal um contrato com o operador da rede de transporte. Define também em regime transitório, a manutenção da vigência dos contratos de serviço de interruptibilidade actualmente existentes no mercado regulado, pelo período de um ano após entrada em vigor desta portaria	REN - Actividade de Gestão Global do Sistema	Acréscimo de proveitos permitidos
Despacho n.º 14 430/2010, de 15 de Setembro  Mecanismo de valorização de novos investimentos a custos de referência	Introdução de mecanismos de incentivo ao investimento eficiente na rede de transporte, através da valorização dos novos investimentos a custos de referência onde foram determinados os custos unitários de referência de linhas e de subestações, tendo sido estabelecidas tipologias e variantes para as mesmas.	REN - Actividade de Transporte de Energia Eléctrica	Diminuição de proveitos permitidos.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO EM 2011

Pressupostos

Diploma	Descrição	Actividade regulada	Efeitos
Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de Setembro  Extinção das tarifas reguladas de vendas a clientes finais com consumos em MAT, AT, MT e BTE	O Decreto-Lei estabelece a extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de electricidade com consumos em MAT, AT, MT e BTE. O CUR fica obrigado a fornecer energia aos clientes com entregas em baixa tensão com potência contratada até 41,4kW.	EDP Serviço Universal – Actividade de Comercialização  EDP Distribuição – Actividade de Compra e Venda de Acesso ao Transporte, componente UGS	Diminuição de proveitos permitidos.
Decreto-Lei n.º 110/2010, de 14 de Outubro  Mecanismo do fundo da correcção de hidraulicidade	O Decreto-Lei estabelece as regras transitórias a adoptar até à extinção do mecanismo da conta de hidraulicidade, revogando o Decreto-Lei n.º 338/91, que embora assegure a manutenção da conta de correcção de hidraulicidade, estabelece a sua extinção num horizonte temporal bem definido – 31 de Dezembro de 2016.	EDP Distribuição – Actividade de Compra e Venda de Acesso ao Transporte, componente UGS	Diminuição de proveitos permitidos
Decreto-Lei aprovado em Conselho de Ministros de 14 de Outubro de 2010  Tarifa Social	É estabelecida a criação da Tarifa Social, aplicável aos clientes de energia eléctrica que se encontrem numa situação de carência sócio-económica, em linha com as orientações presentes na legislação em vigor e reforçadas com a Directiva 2009/72/CE, de 13 de Julho. Os custos da tarifa social são financiados pelos centros electroprodutores em regime ordinário na proporção da potência instalada de cada central.	EDP Distribuição – Actividade de Compra e Venda de Acesso ao Transporte, componente UGS	Diminuição de proveitos permitidos
Despacho n.º 17 041/2010, de 11 de Novembro  Cessação do OMIP e da OMIClear	É estabelecida a cessação do modelo de sustentação económica do OMIP e da OMIClear, com a efectiva implementação do OMI, a decorrer até 31 de Dezembro de 2010, passando as referidas sociedades a autofinanciar-se.	REN - Actividade de Gestão Global do Sistema	Diminuição de proveitos permitidos

### **3 ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES COM IMPACTE NOS PROVEITOS PERMITIDOS DE 2011**

Neste capítulo são apresentadas as alterações legislativas e regulamentares efectuadas em 2010 com impacte no cálculo dos proveitos permitidos para 2011. Posteriormente, aquando da análise de cada actividade, são determinados os montantes relativos a cada impacte.

#### **CUSTOS COM O MECANISMO DE GARANTIA DE POTÊNCIA**

Segundo a Portaria n.º 765/2010, de 20 de Agosto, a instituição de instrumentos de incentivo à garantia de potência tem por fundamento essencial, do ponto de vista da política energética, as vantagens decorrentes de se assegurar um adequado grau de cobertura da procura pela oferta de energia eléctrica e uma adequada disponibilidade. Esta mesma portaria estabelece o regime dos serviços de garantia de potência que os centros electroprodutores em regime ordinário podem prestar, tendo por fundamento essencial assegurar um adequado grau de cobertura da procura pela oferta de energia eléctrica e uma adequada disponibilidade dos centros electroprodutores, visando um nível de garantia de abastecimento e energia eléctrica adequado para o Sistema Eléctrico Nacional (SEN) numa óptica de médio e de longo prazo, promovendo assim a harmonização das condições da garantia de potência a nível ibérico.

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

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

#### **PARCELA ASSOCIADA AOS TERRENOS HÍDRICOS**

A Portaria n.º 96/2004, de 23 de Janeiro, veio definir os métodos e os critérios de remuneração dos terrenos situados no domínio hídrico que se mantêm na posse da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Electricidade (RNT), bem como do valor dos terrenos situados fora desse domínio a adquirir ou a arrendar pelos titulares de licenças de produção associadas a centros produtores hidroeléctricos. A Portaria n.º 481/2007, de 19 de Abril, veio rever os termos em que encontrava fixada a taxa com base na qual era realizado o cálculo da remuneração e da renda dos terrenos, passando o mesmo a ser realizado com base no IPC. A taxa de remuneração dos terrenos de domínio público hídrico estava indexada à taxa de variação dos últimos 12 meses do Índice de Preços no Consumidor, publicada pelo INE relativamente ao mês de Setembro do ano anterior ao de amortização legal dos

terrenos em causa. Atendendo a que a actual conjuntura e que a taxa utilizada apresentava valores muito próximos do zero ou mesmo negativos, a Portaria n.º 542/2010, de 21 de Julho, reviu as taxas a aplicar no cálculo da remuneração dos terrenos e alterou a Portaria n.º 481/2007, de 19 de Abril, passando a mesma a ser calculada com base na taxa *swap* interbancária de prazo mais próximo ao horizonte de amortização legal dos terrenos em causa, verificada no primeiro dia do mês de Janeiro, divulgada pela Reuters à hora de fecho de Londres, acrescida de meio ponto percentual. A referida Portaria produz efeitos a partir de 1 de Janeiro de 2011.

### **CUSTOS COM INTERRUPTIBILIDADE**

Com o desenvolvimento da comercialização em regime livre e o objectivo de harmonizar a regulamentação a nível ibérico e a necessária definição das condições de requisito de acesso, bem como do regime retributivo, foi publicada a Portaria n.º 592/2010, de 29 de Julho, onde foi estabelecido que os consumidores de energia no mercado não regulado possam participar no mecanismo de redução de potência, celebrando como tal um contrato com o operador da rede de transporte. Foi também definido em regime transitório, a manutenção da vigência dos contratos de serviço de interruptibilidade actualmente existentes no mercado regulado, pelo período de um ano após entrada em vigor desta portaria.

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

No âmbito da reanálise do modelo de regulação da actividade de transporte de energia eléctrica, sendo os proveitos desta actividade até 2008, sido aceites com base anual e com vista a fomentar um comportamento mais eficiente ao nível do investimento, a ERSE decidiu para o período de regulação 2009-2011, entre outros:

- Adoptar uma metodologia de regulação para os custos de exploração, que estabeleça limites máximos a aplicar a estes custos e considere custos de referência adaptados ao nível de actividade da empresa.
- Introduzir mecanismos de incentivo ao investimento eficiente na rede de transporte, através da valorização dos novos investimentos a custos de referência.
- Considerar taxas de remuneração diferenciadas a aplicar à base de activos, em função da sua valorização, consoante seja por custos reais ou por custos de referência.

Para tal, foi publicado o Despacho 14 430/2010, de 7 de Setembro, “Mecanismo de valorização dos novos investimentos da RNT a custos de referência”, onde foram determinados os custos unitários de referência de linhas e de subestações, tendo sido estabelecidas tipologias e variantes para as mesmas. No ponto 5.2.2 será explicitado o mecanismo aprovado e a sua implementação.

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

A consolidação do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), enquanto factor determinante para o aumento da competitividade da economia nacional na área da energia, implica a promoção da concorrência nos mercados. Esta premissa foi orientada no sentido de que a concorrência no sector eléctrico traria benefícios para os consumidores no que respeita à eficiência dos preços, à inovação e à qualidade dos serviços prestados.

Neste contexto, o Governo preconiza um processo progressivo de extinção de tarifas reguladas. Em 29 de Setembro é publicado o Decreto-Lei n.º 104/2010, o qual estabelece a extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de electricidade com consumos em MAT, AT, MT e BTE. Desta forma, o CUR fica obrigado a fornecer energia aos clientes com entregas em baixa tensão com potência contratada até 41,4kW.

Este processo tem implicações ao nível das tarifas de comercialização a aplicar aos clientes com os consumos mencionados, nomeadamente, devido a ajustamentos dos proveitos permitidos de 2009 e 2010 a repercutir nos proveitos permitidos de 2011 e 2012, respectivamente.

Deste modo, as alterações previstas no Regulamento Tarifário contemplam que os proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa de comercialização passem a ser calculados com base na tarifa do ano anterior acrescida de um factor de actualização. Posteriormente, esse valor é comparado com o valor dos proveitos permitidos, sendo o diferencial transferido para a UGS.

Além disso, o facto do CUR até 31 de Dezembro de 2011, continuar a fornecer os clientes com consumos nos níveis de tensão mencionados que ainda não tenham contratado um comercializador em mercado, conduz à aplicação de uma tarifa de venda transitória, fixada pela ERSE, a qual será agravada por uma percentagem como incentivo à escolha de um fornecedor em mercado.

O sobreproveito criado pela aplicação da tarifa transitória, de acordo com o Regulamento Tarifário, será recuperado pelo CUR e transferido para o operador da rede de distribuição, sendo devolvido na tarifa de UGS.

O valor do sobreproveito por aplicação da tarifa transitória, de acordo com as alterações regulamentares propostas, será recuperado pelo CUR e transferido para o operador da rede de distribuição, sendo devolvido na tarifa de UGS. Estas transferências serão feitas em prestações iguais mensais, sendo o valor do sobreproveito ajustado dois anos depois.

## **MECANISMO DO FUNDO DA CORRECÇÃO DE HIDRAULICIDADE**

A nova realidade do sector eléctrico, baseada num regime de liberalização de mercado e maior concorrência, tornou necessária a alteração do regime do fundo de correcção de hidraulicidade (FCH).

No actual cenário a adequação do fundo vem no sentido de manter a sua aplicação temporária em condições que assegurem a sustentabilidade deste mecanismo enquanto medida de promoção da estabilidade tarifária em relação aos efeitos decorrentes da variabilidade hidrológica.

Desta forma, é elaborado o Decreto-Lei, que embora assegure a manutenção da conta de correcção de hidraulicidade, estabelece a sua extinção num horizonte temporal bem definido – 31 de Dezembro de 2016.

Este Decreto-Lei estabelece, por um lado, as alterações necessárias para a adequação do actual mecanismo às novas condições de mercado e, por outro, as regras para o cálculo dos movimentos do fundo, tendo em conta a data de extinção do mesmo.

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

Decreto-Lei n.º 338/91	Novo Decreto-Lei
DCH = custo variável produção – custo variável referência	DCH = custo variável produção – custo variável referência +/- valorização reservas água
O valor anual da correcção de hidraulicidade engloba: (i) DCH, (ii) encargos ou proveitos financeiros e (iii) parcela correspondente ao montante necessário para tornar o saldo a 10 anos igual a um adequado nível de referência	O valor anual da correcção de hidraulicidade engloba: (i) DCH e (ii) encargos financeiros associados ao saldo acumulado da conta de correcção de hidraulicidade
Encargos financeiros - calculados à taxa equivalente ao encargo médio, durante o exercício, da dívida da entidade concessionária da RNT	Encargos financeiros - calculados à taxa a estabelecer pela ERSE no Regulamento Tarifário
Nível de referência do saldo da conta do FCH estabelecido através de Despacho do Ministro da Indústria e Energia	Nível de referência do saldo da conta do FCH fixado neste DL e corresponde ao saldo líquido da conta a 31/12/2009, o qual será reduzido anualmente em 1/7 do valor em saldo, de forma a ser zero em 2016.
O diferencial entre o custo económico de produção de energia eléctrica e o custo económico de referência, deve ser afectado às contas da REN. A EDP pagará mensalmente à REN os diferenciais positivos e receberá da REN os diferenciais negativos. Estes pagamentos e recebimentos serão efectuados por contrapartida do saldo da conta de correcção de hidraulicidade.	A conta de correcção de hidraulicidade é afectada às contas da EDP – Energias de Portugal. Os diferenciais positivos devem ser entregues pela EDP à concessionária da RND e os diferenciais negativos devem ser entregues por esta à EDP. Estes movimentos devem ser feitos por contrapartida da conta de correcção de hidraulicidade.

## **TARIFA SOCIAL**

A garantia de acesso por todos os consumidores ao serviço essencial de fornecimento de energia eléctrica, independentemente de quem o presta, suscita a necessidade de ser assegurado o abastecimento, nomeadamente aos clientes economicamente vulneráveis.

Neste contexto, o Decreto-Lei estabelece a criação da Tarifa Social, aplicável aos clientes de energia eléctrica que se encontrem numa situação de carência sócio-económica, em linha com as orientações presentes na legislação em vigor e reforçadas com a Directiva 2009/72/CE, de 13 de Julho.

Os custos da tarifa social são financiados pelos centros electroprodutores em regime ordinário na proporção da potência instalada de cada central e são devidos à Rede Nacional de Transporte. Posteriormente, o operador da rede de transporte transfere para o operador da rede de distribuição (ORD) o valor recebido dos centros electroprodutores em prestações mensais iguais

Desta forma, é o ORD que irá aplicar o desconto relativo à tarifa social a todos os comercializadores que identifiquem junto do operador de rede os clientes vulneráveis que eles abastecem. Este valor é ajustado ao fim de 2 anos com base no desconto efectivamente concedido.

## **CESSAÇÃO DO OMIP E OMICLEAR**

No âmbito dos sucessivos acordos entre a Republica Portuguesa e o Reino de Espanha, considerando que o Acordo de Braga determinou o autofinanciamento, após período transitório que terminou em 1 de Janeiro de 2010, das duas sociedades gestoras do mercado. O Despacho n.º 17 041/2010, de 11 de Novembro, determinou a cessação do modelo de sustentação económica do OMIP e da OMIClear, com a efectiva implementação do OMI, a decorrer até 31 de Dezembro de 2010, passando as referidas sociedades a autofinanciar-se. Ficou estabelecido no mesmo Despacho, que não são passíveis de reembolso, por não se terem verificado saldos consolidados, as contribuições do SEN, destinadas a assegurar a sustentação económica do grupo de sociedades de integram o pólo português do MIBEL, recebidas através da tarifa de uso global do sistema (UGS).



#### **4 ACTIVIDADE DESENVOLVIDA PELO AGENTE COMERCIAL (SOBRECUSTO CAE)**

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

##### **ANÁLISE DO SOBRECUSTO**

O Quadro 4-1 apresenta os valores do sobrecusto com os CAE previsto pela ERSE para 2011, do sobrecusto estimado para 2010, bem como do verificado em 2009.

**Quadro 4-1 - Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE previsto para 2011**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR				
		2009	2010	2011	[(3)-(1)]/(1)	[(3)-(2)]/(2)
		Verificado	Tarifas 2011	Tarifas 2011	%	%
		(1)	(2)	(3)		
<b>Encargo de Potência</b>						
(1a)	Tejo Energia	123 778	112 354	119 138	-3,7%	6,0%
(1b)	Turbogás	108 083	101 023	108 574	0,5%	7,5%
(1)=(1a)+(1b)	Total	231 861	213 376	227 712	-1,8%	6,7%
<b>Encargo de Energia</b>						
(2a)	Tejo Energia	105 651	74 175	102 062	-3,4%	37,6%
(2b)	Turbogás	236 163	255 410	239 707	1,5%	-6,1%
(2)=(2a)+(2b)	Total	341 814	329 586	341 769	0,0%	3,7%
<b>Licenças de CO<sub>2</sub></b>						
(3a)	Tejo Energia	1 052	-12 857	-1 427	-235,5%	-88,9%
(3b)	Turbogás	6 944	10 020	6 892	-0,7%	-31,2%
(3c)	SWAP	-3 657	0	-	-	-
(3)=(3a)+(3b)	Total	4 340	-2 838	5 466	25,9%	-
<b>Receitas sem serviços de sistema</b>						
(4a)	Tejo Energia	145 910	93 190	149 630	2,5%	60,6%
(4b)	Turbogás	225 767	210 361	221 518	-1,9%	5,3%
(4)=(4a)+(4b)	Total	371 676	303 551	371 148	-0,1%	22,3%
<b>Receitas com reserva e regulação terciária</b>						
(5a)	Tejo Energia	-6 700	3 169	1 500	-	-
(5b)	Turbogás	-1 695	6 670	0	-	-
(5)=(5a)+(5b)	Total	-8 396	9 839	1 500	-	-
<b>Saldo VPP</b>						
(6a)	Tejo Energia	0	8 239	0	-	-
(6b)	Turbogás	0	0	0	-	-
(6)=(6a)+(6b)	Total	0	15 475	0	-	-
<b>Diferencial de custo (sobrecusto CAE)</b>						
(7a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)	Tejo Energia	91 271	69 075	68 643	-24,8%	-0,6%
(7b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)	Turbogás	127 119	149 422	133 655	5,1%	-10,6%
(7c)=(3c)	SWAP	-3 657	0	0	-	-
(7)=(7a)+(7b)	Total	214 734	218 497	202 299	-5,8%	-7,4%

Fonte: REN Trading, ERSE

Observa-se que os encargos de potência previstos para 2011 são superiores ao estimado para o corrente ano, o que decorre da evolução prevista das variáveis monetárias que influenciam este encargo, designadamente as taxas de juro e de inflação. No que diz respeito aos encargos de energia, a Turbogás deverá apresentar em 2011 valores inferiores em cerca de 6,1% aos valores estimados para o corrente ano, enquanto no caso da Tejo Energia esse encargo deverá ser superior em 2011 em 37,6%, face ao estimado para 2010.

Em contraponto, prevê-se que as receitas com a venda de energia eléctrica sejam em ambos os casos superiores ao valor estimado para o corrente ano, de 5% no caso da Turbogás e de mais de 60% no caso da Tejo Energia, fruto do preço médio de venda de energia eléctrica em Portugal, considerado nas previsões da ERSE, ser superior ao valor médio estimado para o corrente ano. No caso da Tejo Energia, esta evolução decorre igualmente de se esperar que a produção no próximo ano seja superior à produção de 2010. Considera-se que produção das centrais térmicas no corrente ano foi afectada pela hidraulicidade verificada. A hidraulicidade elevada do primeiro semestre de 2010, bastante superior ao normal, condicionou a venda em mercado da energia eléctrica produzida pelas centrais térmicas.

**Quadro 4-2 – Principais pressupostos do cálculo do sobrecusto previsto para 2011**

Preço mercado (preço base CUR)	€/MWh	46,6
Tejo Energia	Quantidades GWh	2 885
	Custo variável EUR/MWh	35,4
Turbogás	Quantidades GWh	4 429
	Custo variável EUR/MWh	54,1

Fonte: REN Trading, ERSE

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

O montante de proveitos permitidos ao Agente Comercial na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica é dado pela expressão estabelecida de acordo com o n.º 1 do artigo 71.º do Regulamento Tarifário. O Quadro 4-3 apresenta as várias parcelas que estão na origem dos 299 839 milhares de euros, referentes aos proveitos permitidos de 2011.

**Quadro 4-3 – Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica**

	Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR	
	Tarifas 2010	Tarifas 2011
Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE	157 678	202 299
Custos com aquisição de energia eléctrica, aos produtores com CAE	578 150	574 947
Proveitos com a venda da energia eléctrica dos produtores com CAE	420 472	372 648
<b>Custos de funcionamento no âmbito da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial</b>	<b>1 346</b>	<b>1 569</b>
Custos de exploração da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica (valor líquido)	1 320	1 549
Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	20	17
Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, líquido de amortizações e participações	88	51
Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	7,39%	7,56%
Valor previsto estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, no ano t-1	-64 852	-63 945
Ajustamento no ano t, dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-24 185	-32 026
<b>Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica a transferir para a GGS</b>	<b>248 060</b>	<b>299 839</b>

## 5 ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT

A REN, S.A. enquanto entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT), desenvolve duas actividades, Gestão Global do Sistema e Transporte de Energia Eléctrica.

Neste ponto, apresentam-se os proveitos permitidos para cada actividade regulada da entidade concessionária da RNT para 2011, descrevem-se e justificam-se as decisões tomadas pela ERSE respeitantes às actividades reguladas da entidade concessionária da RNT em 2011. Identificam-se também as principais decisões de gestão tomadas pela REN com impacte no valor dos proveitos permitidos no ano de 2011.

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

### INFORMAÇÃO ENVIADA

A informação enviada pela REN respeitante aos anos de 2009 e 2011 está de acordo com as normas e metodologias complementares e inclui:

- Balanços de energia eléctrica.
- Orçamento de investimentos e caracterização física das obras.
- Informação económica das actividades reguladas, que por sua vez inclui mapas resumo dos investimentos, demonstrações financeiras de resultados regulados, imobilizados líquidos em exploração e os movimentos de imobilizado para os anos 2009 a 2011.

De uma forma geral, a informação numérica enviada está desagregada de acordo com as necessidades da regulação, tal como previsto nas normas contabilísticas publicadas pela ERSE. No entanto, a completa compreensão dos valores propostos pela empresa só é possível se os valores forem convenientemente justificados. A REN continua a apresentar as suas previsões sem qualquer enquadramento de evolução e sem uma justificação exaustiva da evolução dos diversos custos e proveitos.

Alguma da informação relevante é enviada como nota de rodapé dos quadros.

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

Tendo em conta que a partir de 2009 as actividades reguladas da REN apresentam diferentes formas de regulação, a informação detalhada torna-se ainda mais relevante.

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

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

A nova estrutura organizativa da REN, com a integração de actividades do sector do gás natural originou a criação da REN Serviços. A REN deve enviar os custos e proveitos imputados por esta entidade devidamente identificados e justificados.

## **5.1 ACTIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA**

O custo total da actividade de Gestão Global do Sistema (GGS) resulta dos custos directamente relacionados com a gestão do sistema e com os custos decorrentes da política energética, ambiental ou de interesse económico geral.

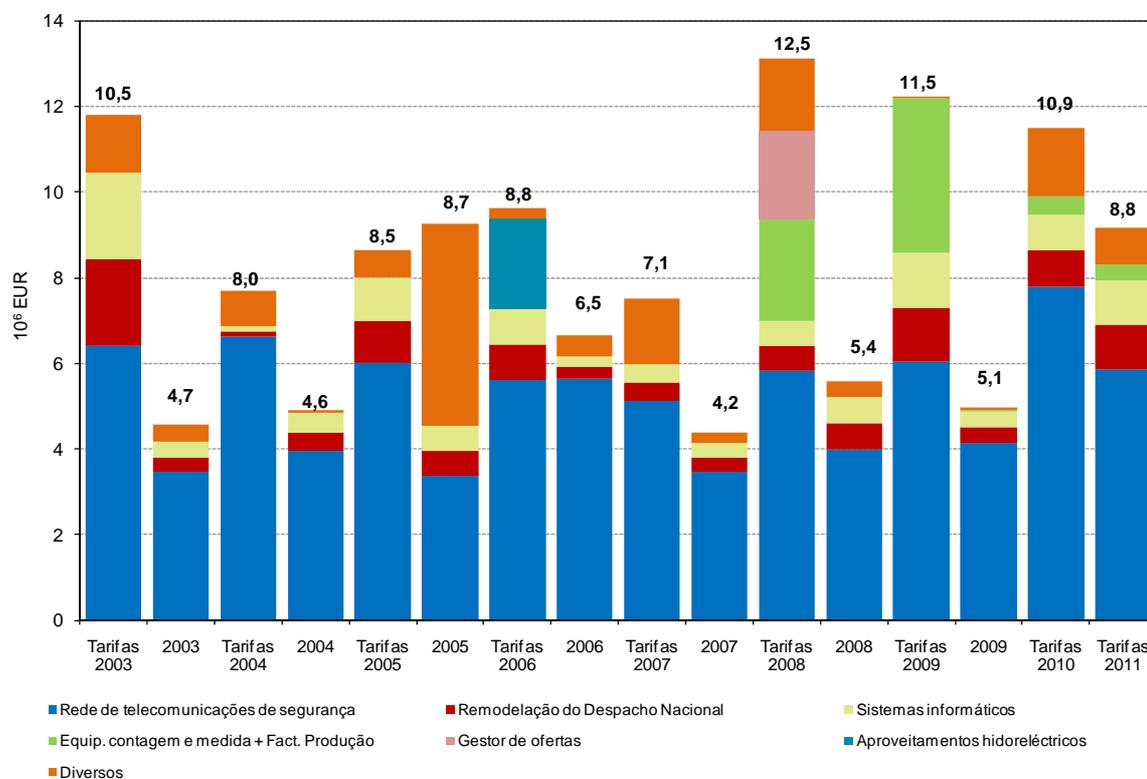
As variações ocorridas no custo unitário da GGS resultam essencialmente dos custos decorrentes de política energética, ambiental ou de interesse económico geral imputados a esta tarifa, os quais serão objecto de análise neste ponto.

### **5.1.1 CUSTOS DIRECTAMENTE RELACIONADOS COM A ACTIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA**

A actividade de Gestão Global do Sistema é regulada por remuneração dos activos em exploração e por custos aceites em base anual, ambos ajustáveis *a posteriori*.

Na Figura 5-1 pode ser observada a evolução dos valores de investimento ocorridos entre 2003 e 2009, bem como os valores aceites pela ERSE no cálculo das tarifas de 2003 a 2011.

**Figura 5-1 – Investimento a custos técnicos na actividade de Gestão Global do Sistema entre 2003 e 2011**



Da análise da Figura 5-1, verifica-se que nesta actividade o grau de realização do investimento específico fica, na generalidade, aquém do previsto, sendo que os maiores desvios nos últimos anos ocorreram ao nível do investimento de equipamento de contagem e medida e o gestor de ofertas.

**Quadro 5-1 – Custos de exploração líquidos de proveitos de exploração que não resultam da aplicação da tarifa de UGS**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

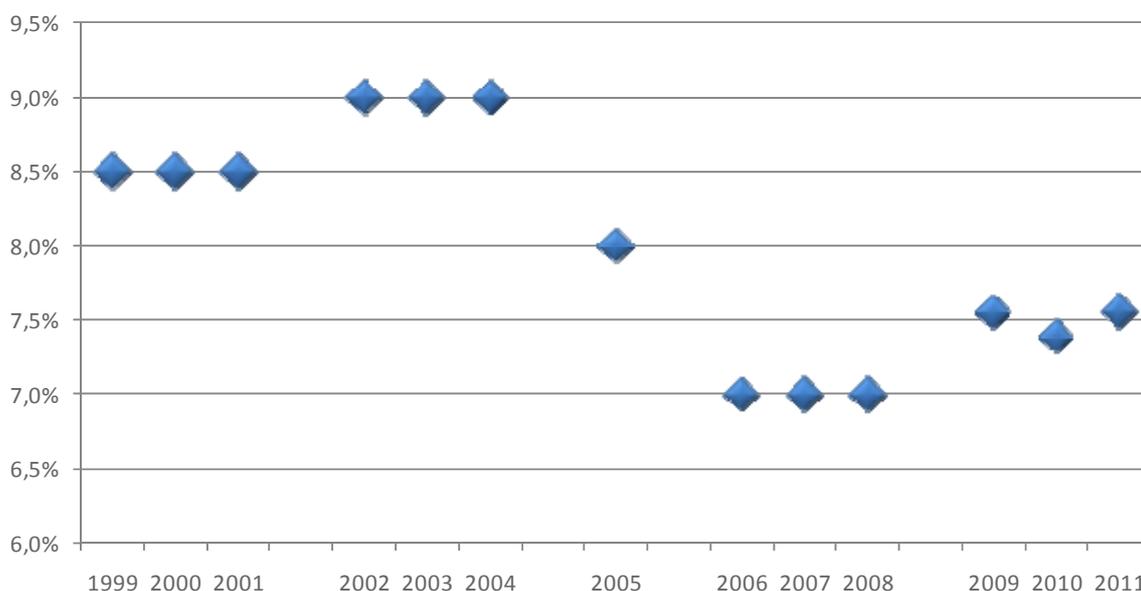
	Tarifas 2010	Tarifas 2011	Desvio (Tarifas 2011 - Tarifas 2010)	
			Valor	%
Materiais Diversos	3	0	-3	-100,0%
Fornecimentos e Serviços Externos	11 591	13 332	1 741	15,0%
Custos com Pessoal	5 917	6 297	380	6,4%
Outros Custos Operacionais	53	99	46	87,7%
Impostos	575	110	-465	-80,9%
Provisões	564	0	-564	-100,0%
Custos e Perdas Extraordinários	160	0	-160	-100,0%
<b>Custos regulação</b>	<b>18 863</b>	<b>19 838</b>	<b>975</b>	<b>5,2%</b>
Proveitos da Rede de Segurança	578	196	-382	-66,0%
Outros Proveitos Operacionais	2 326	1 891	-435	-18,7%
Trabalhos Própria Empresa	1 454	1 191	-263	-18,1%
Rendas de Prédios	52	26	-26	-49,8%
Proveitos e Ganhos Extraordinários	1	0	-1	-124,8%
<b>Proveitos regulação</b>	<b>4 410</b>	<b>3 304</b>	<b>-1 106</b>	<b>-25,1%</b>
<b>Custos de exploração líquidos dos proveitos de exploração que não resultam da aplicação das tarifas de UGS</b>	<b>14 453</b>	<b>16 534</b>	<b>2 081</b>	<b>14,4%</b>

Verificamos que parte do acréscimo em fornecimentos e serviços externos se deve ao aumento na rubrica de Serviços do Grupo que cresceu cerca de 15%, em termos previsionais de 2010 para 2011. No que se refere aos proveitos, o aluguer de cabos de fibra óptica, incluído na rubrica proveitos suplementares decresceu significativamente comparativamente com o montante considerado em Tarifas 2010.

**TAXA DE REMUNERAÇÃO DO ACTIVO**

A Figura 5-2 apresenta a evolução da taxa de remuneração dos activos fixos da actividade de Gestão Global do Sistema. No início do período de regulação, 2009, a taxa foi determinada com base na rentabilidade média diária das Obrigações do Tesouro (OT) a 10 anos, ocorrida no período compreendido entre 1 de Setembro do ano *t-2* e 31 de Agosto do ano *t-1*, acrescida de 300 pontos base, para 2011 a taxa de remuneração do activo é de 7,56%.

**Figura 5-2- Taxa de remuneração dos activos fixos na actividade de GGS**



#### **CUSTOS COM INTERRUPTIBILIDADE**

Foi publicada recentemente a Portaria n.º 592/2010, de 29 de Julho, cuja principal alteração incidiu sobre o alargamento da sua aplicação, para que os consumidores que adquirirem a sua energia no mercado não regulado possam participar no mecanismo de redução de potência, celebrando para o efeito um contrato com o operador de rede transporte. A título provisório foi incluído nos proveitos permitidos de 2011, os custos de interruptibilidade, num total de 45 000 milhares de euros.

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

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

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

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

**Quadro 5-2 - Custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009 [2]	T2010	T2011
<b>Custo RAA</b>									
% da RAA na UGS [1]	12,04%	13,60%	12,14%	0,00%	0,52%	8,7%	36,7%	7,5%	3,4%
sobrecusto RAA	30 103	40 079	48 187	0	3 442	83 236	47 342	79 103	55 598
<b>% sobrecusto na TVCF</b>	0,77%	0,98%	1,08%	0,00%	0,07%	1,65%	0,95%	1,73%	1,07%
<b>Custo RAM</b>									
% da RAM na UGS [1]	9,7%	9,6%	6,7%	0,0%	0,1%	5,3%	30,0%	7,0%	2,0%
sobrecusto RAM	24 159	28 402	26 473	0	894	50 576	38 686	74 198	33 082
<b>% sobrecusto na TVCF</b>	0,62%	0,69%	0,59%	0,00%	0,02%	1,00%	0,78%	1,63%	0,64%

Notas:

[1] O valor de tarifas 2011 inclui 1 anuidade relativa à convergência tarifária dos anos de 2006 e 2007, de 12 485 milhares de euros da RAA e 6 956 milhares de euros da RAM. Os valores da convergência tarifária de 2011 são de 43 114 milhares de euros da RAA e 26 126 milhares de euros da RAM

[2] Em 2009 a GGS exclui os 50 000 milhares de euros referentes ao Despacho do MEI e 447 469 milhares de euros do sobrecusto da PRE. Às TVCF, excluem ainda 1 275 681 milhares de euros referentes a ajustamentos da actividade de CVEE do CUR.

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

O quadro seguinte sintetiza os valores em dívida e o montante da renda a incorporar nos proveitos permitidos da REN, cujo montante terá de ser devolvido em duodécimos às entidades titulares do défice, durante o ano de 2011.

**Quadro 5-3 - Custos com a convergência tarifária das RAS referente a 2006 e 2007**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Saldo em dívida em 2010	Juros 2011	Amortização 2011	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2011	Saldo em dívida em 2011
	(1)	(2)	(3)	(4) = (2)+(3)	(5) = (1)-(3)
<b>EDA (BCP e CGD)</b>	<b>83 126</b>	<b>1 053</b>	<b>11 431</b>	<b>12 485</b>	<b>71 695</b>
Convergência tarifária de 2006	29 308	371	4 030	4 402	25 278
Convergência tarifária de 2007	53 818	682	7 401	8 083	46 417
<b>EEM (BCP e CGD)</b>	<b>46 316</b>	<b>587</b>	<b>6 369</b>	<b>6 956</b>	<b>39 947</b>
Convergência tarifária de 2006	10 715	136	1 473	1 609	9 241
Convergência tarifária de 2007	35 602	451	4 896	5 347	30 706

**VALOR PREVISTO DO DESVIO DA RECUPERAÇÃO DO ORT DO CUSTO COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA PAGO DURANTE O ANO T-1**

O Quadro 5-4 apresenta o valor previsto do desvio da recuperação pelo operador da rede de transporte em Portugal continental do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas pago durante o ano t-1.

**Quadro 5-4 – Valor previsto do desvio da recuperação do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, pago durante o ano t-1**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		2010
1	Custos com a convergência tarifária da RAA previsto em 2009 para tarifas 2010	79 103
2	Custos com a convergência tarifária da RAM previsto em 2009 para tarifas 2010	74 198
3	Proveitos a recuperar pela REN, no âmbito da GGS, previsto em 2009 para tarifas 2010	543 626
4 = 5*6	Valor previsto dos proveitos facturados pela aplicação da tarifa de UGS em 2010	578 098
5	quantidades (GWh)	51 669
6	tarifa (€/kWh)	0,01119
7	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 do ano t-1	0,782%
8	Spread no ano t-1	1,250%
9 = [(1+2)/3*4-1-2*(1+(7+8))]		9 919
Valor previsto do desvio da recuperação pela REN do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas		9 919

O valor previsto de tarifa (€/kWh) resulta da média ponderada da tarifa publicada por Despacho n.º 27 650/2009, de 28 de Dezembro, onde foram aprovadas as Tarifas e preços para a energia eléctrica para 2010 e da tarifa publicada por Despacho n.º 11 619/2010, de 30 de Junho, onde foram rectificadas os preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar ao operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em Média e Alta Tensão entre 1 de Julho e 31 de Dezembro de 2010.

### **PARCELA ASSOCIADA AOS TERRENOS HÍDRICOS**

Tal como referido anteriormente, nas alterações regulamentares e legislativas, a Portaria n.º 542/2010, de 21 de Julho, reviu as taxas a aplicar no cálculo da remuneração dos terrenos e alterou a Portaria n.º 481/2007, de 19 de Abril, deixando a taxa de estar indexada à taxa de variação dos últimos 12 meses do Índice de Preços no Consumidor, publicada pelo INE relativamente ao mês de Setembro do ano anterior ao de amortização legal dos terrenos em causa e passou a ser calculada com base na taxa *swap* interbancária de prazo mais próximo ao horizonte de amortização legal dos terrenos em causa, verificada no primeiro dia do mês de Janeiro, divulgada pela Reuters à hora de fecho de Londres, acrescida de meio ponto percentual. A referida Portaria produzia efeitos a partir de 1 de Janeiro de 2011. De referir que o cálculo do horizonte de amortização legal dos terrenos, teve como base a média ponderada, da vida útil restante dos diversos investimentos que ocorreram em cada aproveitamento hidroeléctrico cuja central hidroeléctrica se encontra em exploração.

A alteração da taxa implicou um acréscimo de proveitos na ordem dos 8 949 milhares de euros.

### **CUSTOS DE GESTÃO DOS PLANOS DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL**

No âmbito dos custos de gestão dos PPDA, os proveitos incluem custos previstos no montante de 70 milhares de euros.

### **CUSTOS DECORRENTES DE MEDIDAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, AMBIENTAL OU DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL, NOMEADAMENTE CUSTOS DO OMIP E OMI CLEAR**

Tal como referido anteriormente o Despacho n.º 17 041/2010, de 4 de Novembro determinou a cessação do OMIP e da OMIClear, com a efectiva implementação do OMI, a ocorrer até 31 de Dezembro de 2010, passando o OMI a autofinanciar-se em mercado. Como tal estabeleceu-se que as Tarifas 2011 não comportam qualquer montante referente ao OMIP e OMIClear.

### **CUSTOS COM O PLANO DE PROMOÇÃO DE EFICIÊNCIA DO CONSUMO**

O Plano de Promoção de Eficiência no Consumo (PPEC) 2010-2011 tem um orçamento bienal de 23 milhões de euros, sendo repercutido nas tarifas de 2011 metade deste orçamento, 11,5 milhões de euros.

## **CUSTOS COM O MECANISMO DE GARANTIA DE POTÊNCIA**

A Portaria n.º 765/2010, de 20 de Agosto, estabelece o regime dos serviços de garantia de potência que os centros electroprodutores em regime ordinário podem prestar, tendo por fundamento essencial assegurar um adequado grau de cobertura da procura pela oferta de energia eléctrica e uma adequada disponibilidade dos centros electroprodutores, visando um nível de garantia de abastecimento e energia eléctrica adequado para o Sistema Eléctrico Nacional (SEN) numa óptica de médio e de longo prazo, promovendo assim a harmonização das condições da garantia de potência a nível ibérico.

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

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

O incentivo ao investimento será fixado com base numa metodologia prevista na portaria, embora se estabeleça desde já que, o valor atribuído é de 20 000 €/MW instalado. O valor incluído em proveitos permitidos para 2011 ascendeu a 62 814 milhares de euros.

## **PROVEITOS PERMITIDOS DA GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA PARA 2011**

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

Seguidamente, apresentam-se no Quadro 5-5 os proveitos permitidos para 2011 na actividade de Gestão Global do Sistema.

Quadro 5-5 - Proveitos permitidos na actividade de Gestão Global do Sistema

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2010	Tarifas 2011
<b>A</b>	<b>Custos de gestão do sistema</b>	103 114	72 701
$CE_{GS,t}$	Custos de exploração líquidos dos proveitos de exploração que não resultam da aplicação das tarifas de UGS	14 453	16 534
$CC_{GS,t}$	Custo com capital	12 454	11 532
$Am_{GS,t}^{GS}$	Amortizações dos activos fixos	8 486	7 543
$Act_{GS,t}^{GS}$	Valor médio dos activos fixos líquidos de amortizações e participações	53 698	52 771
$r_{GS,t}$	Taxa de remuneração dos activos fixos	7,39	7,56
$IntTggs,t$	Custos com interruptibilidade, no ano t	50 182	45 000
	Custos com interruptibilidade, no ano t-1 (com juros)	0	0
$\Delta R_{GS,t-2}^T$	Ajustamento no ano t, dos custos de gestão do sistema tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-26 024	365
<b>B</b>	<b>Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral</b>	440 512	419 825
$RAA_{PGL,t}$	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores	79 103	55 598
$RAA_{2007,PGL,t}$	Défice tarifários 2006 e 2007	14 850	12 485
	Convergência tarifária do ano t	64 254	43 114
$RAM_{PGL,t}$	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira	74 198	33 082
$RAM_{2007,PGL,t}$	Défice tarifários 2006 e 2007	8 274	6 956
	Convergência tarifária do ano t	65 924	26 126
$\Delta RA_{PGL,t}^T$	Valor previsto do desvio da recuperação pelo operador da rede de transporte do custo com a convergência tarifária das RAs	-6 064	9 919
$R_{CIVEE,t}^{IC}$	Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	248 060	299 839
$TER_{PGL,t} = TER_{PGLZPH,t} + TER_{PGLZPH,t}$	Parcela associada aos terrenos hídricos	13 406	24 205
$TER_{PGLZPH,t} = Am_{PGLZPH,t}^{TDRPH} + Act_{PGLZPH,t}^{TDRPH} \times r_{PGLZPH,t}^{TDRPH} / 100$	Parcela associada aos terrenos afectos ao domínio público hídrico	12 686	23 517
$r_{PGLZPH,t}^{TDRPH}$	Variação média dos últimos 12 meses do índice de preços no consumidor, relativamente a Setembro do ano t-1	-0,4	3,3
$Am_{PGLZPH,t}^{TDRPH}$	Amortizações dos terrenos afectos ao domínio público hídrico	14 016	12 973
$Act_{PGLZPH,t}^{TDRPH}$	Valor médio dos terrenos afectos ao domínio público hídrico, líquido de amortizações e participações	332 633	319 139
$TER_{PGLZPH,t}$	Amortizações dos terrenos afectos à zona de portação hídrica	720	687
$REG_{GS,t}$	Custos com a ERSE	6 358	6 399
$AdC_{PGL,t}$	Transferência para a Autoridade da Concorrência	368	409
$CGPPDA_{PGL,t}$	Custos de gestão do PPDA	63	70
$OC_{PGL,t}$	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, nomeadamente custos do OMP e OMI Clear	1 093	0
$EC_{PGL,t}$	Custos com o plano de promoção de eficiência no consumo, previstos para ano t	11 500	11 500
$\Delta R_{PGL,t-2}^T$	Ajustamento no ano t, dos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-299	1 357
<b>C</b>	<b>Custos com o mecanismo de garantia de potência</b>		62 814
<b>D</b>	<b>= A + B + C</b>	543 626	555 341
<b>E</b>	<b>Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica</b>	248 060	299 839
<b>F</b>	<b>= D - E</b>	295 565	255 502

Relativamente aos valores enviados pela empresa as principais diferenças dizem respeito aos custos decorrentes de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, uma vez que não sendo os mesmos controláveis pela empresa os valores enviados são meramente indicativos, e aos custos com o mecanismo de garantia de potência, uma vez que, como referido anteriormente, a legislação só foi publicada em Agosto de 2010 e ainda não se encontram reunidas as condições para o calculo definitivo dos custos associados à sua aplicação.

## 5.2 ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA

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

Para o corrente período de regulação, foram estabelecidos parâmetros com o objectivo de criar incentivos que promovessem um comportamento mais eficiente do operador da rede de transporte.

### 5.2.1 CUSTOS OPERACIONAIS DE EXPLORAÇÃO E CUSTOS INCREMENTAIS

De acordo com estudo elaborado pela Deloitte, a valorização dos custos unitários incrementais associados aos novos investimentos, conduzem a valores de 5 447 € por painel de subestação e de 427 € por km de circuito de rede, a preços de 2009.

Da análise dos resultados verifica-se que os valores apurados pela Deloitte se encontram em linha com os valores utilizados para cálculo das tarifas, pelo que não se irão corrigir os valores utilizados a título provisório referente aos anos de 2009 e 2010. Para 2011 considera-se um factor de eficiência de 0,5%, factor utilizado para os restantes custos operacionais.

No Quadro 5-6 apresentam-se os custos operacionais de exploração e os custos incrementais por km de rede e por n.º de painéis, incluídos nos proveitos permitidos de 2011.

**Quadro 5-6 - Custo operacional de exploração e custos incrementais da actividade de TEE**

	T2010	2010 em 2010	T2011
Custos operacionais (10 <sup>6</sup> EUR)	40 911	40 872	41 439
IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre)			0,50%
Factor de eficiência (%)	0,50%	0,50%	0,50%
Custos incrementais por km de rede (€/km)	436	436	436
Factor de eficiência km de rede (%)	0,0%	0,0%	0,50%
Variação dos km de rede (valor médio do ano) (km)	637	284	437
Custos incrementais por por painel de subestação (€/painel)	5 552	5 552	5 552
Factor de eficiência por painel de subestação (%)	0,0%	0,0%	0,50%
Variação do n.º de painéis (valor médio do ano)	100	80	111

O valor apresentado para Tarifas 2011 resulta dos custos operacionais de 2010 em 2010, considerando os custos incrementais de cada uma das componentes tendo em conta a variação dos km de rede e de n.º de painéis por subestação, actualizado com o IPIB de t-1 deduzido do factor de eficiência.

### 5.2.2 VALORIZAÇÃO DOS NOVOS INVESTIMENTOS DA RNT A CUSTOS DE REFERÊNCIA

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

n.º 14 430/2010, de 7 de Setembro. Com o Despacho foram estabelecidas tipologias base e variantes quer para linhas, quer para subestações.

O factor de eficiência sobre os valores dos custos unitários, a custos directos, para as tipologias base e respectivas variantes foi definido em 0,75% para os anos de 2010 e 2011.

A valorização de um activo a custos de referência está sujeito à seguinte restrição:

$$(1 - \alpha) \leq \frac{Act_{Cref_{CD},k,t}}{Act_{Creal_{CD},k,t}} \leq (1 + \alpha)$$

Em que:

$Act_{Cref_{CD},k,t}$	Custo directo aceite do activo $k$ , valorizado a custos de referência, previsto para o ano $t$ .
$Act_{Creal_{CD},k,t}$	Custo previsional do activo $k$ , a custos directos, para o ano $t$ .
$\alpha$	Parâmetro que limita a aplicação dos custos unitários de referência, fixado para o período de regulação.

O parâmetro  $\alpha$  foi estabelecido em 10% para o período de regulação, limitando a aplicação dos custos unitários. A estes activos é considerada a taxa de remuneração dos activos calculados com base em custos referência.

Consideram-se obras atípicas quando a valorização do activo a custos de referência excede o valor do activo previsional, em mais do que o limite considerado anteriormente, para estas obras o custo directo aceite é dado por:

$$Act_{Cref_{CD},URT,k,t} = Act_{Creal_{CD},k,t} \times \left(1 + \frac{\alpha}{2}\right)$$

A estes activos é considerada a taxa de remuneração dos activos calculados com base em custos referência.

São também consideradas obras atípicas quando a valorização do activo previsional excede a valorização do activo a custos de referência, sendo aceite o valor previsional e aplicada a taxa de remuneração dos activos calculados com base em custos reais.

Foram adicionalmente consideradas obras atípicas as subestações com entrada em serviço antes de 1 de Janeiro de 2006. No caso em que a valorização do activo a custos de referência excede o valor do activo previsional, é aceite o valor previsional a custo total e aplicada a taxa de remuneração dos activos calculados com base em custos referência. No caso em que a valor do activo previsional excede a

valorização do activo a custos de referência, é aceite o valor previsional a custo total e aplicada a taxa de remuneração dos activos calculados com base em custos reais.

Para a definição dos custos totais de referência para os novos investimentos do ORT o Mecanismo prevê a aplicação sobre os custos directos, de uma taxa de encargos de estrutura e de gestão e de uma taxa de encargos financeiros, sendo esta última dependente da tipologia do investimento.

Para o cálculo dos proveitos permitidos de 2011, considerou-se a totalidade do investimento que entrou em exploração em 2010 e 2011 com a valorização a custos de referência atribuída pela REN nas contas reguladas enviadas à ERSE. Os montantes em causa não contemplam a aplicação integral do mecanismo de custos de referência, conforme disposto no Despacho 14 430/2010 de 7 de Setembro, pelos seguintes motivos:

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

Com base na mais recente actualização disponibilizada pela REN dos dados técnicos dos investimentos acima mencionados, a ERSE efectuou a aplicação dos custos de referência, excluindo as restrições dependentes do valor previsional para a realização das obras, tendo obtido os custos totais de referência para subestações e linhas apresentados no Quadro 5-7. Constata-se uma diferença substancial entre o total dos dois anos apresentado pela REN e o mesmo total calculado pela ERSE, que poderá provir de discrepâncias na aplicação da metodologia ou de diferente caracterização dos investimentos (quantidades, tipologias, ausência de informação). De salientar que os valores considerados para proveitos permitidos para 2011 serão ajustados em Tarifas 2012 e Tarifas 2013, respectivamente, quando, no cálculo dos ajustamentos de t-2 se aplicar o mecanismo tendo em conta os valores efectivamente ocorridos.

**Quadro 5-7 – Aplicação dos custos referência sem restrições comparativo REN - ERSE**

10<sup>3</sup> EUR

	Aplicação dos custos de referência s/ restrições ERSE		Valores REN	
	2010	2011	2010	2011
Subestações	198 121	160 139	152 781	218 453
Linhas	127 346	94 471	138 256	108 611
<b>Total</b>	<b>325 467</b>	<b>254 610</b>	<b>291 037</b>	<b>327 064</b>

**5.2.3 INCENTIVO À MANUTENÇÃO EM EXPLORAÇÃO DE EQUIPAMENTO EM FIM DE VIDA ÚTIL**

A vida útil atribuída a linhas e transformadores é de 30 anos, o modo de valorização dos investimentos de substituição considerado foi o seguinte:

- Linhas – Valor do activo bruto, que se encontra a preços de 1992;
- Transformadores – Aplicação dos custos de referência, a preços de 2009.

Os parâmetros em vigor para 2011 são os seguintes:

$$\alpha_{2011}=50\%, r_{\text{Ime, URT, 2011}} =9,06\%$$

O Quadro 5-8 sintetiza os valores utilizados neste cálculo do incentivo.

**Quadro 5-8 – Incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil**

		2010	2011
(1)	Taxa de remuneração	8,89%	9,06%
(2)	Incentivo	30,0%	50,0%
Linhas			
(3)	Custo de investimento aceite para efeitos de regulação	177 446	230 108
(4)	N.º de anos de vida útil	30	30
(5) = (3) / (4)	Amortização do exercício	5 915	7 670
(6) = (5) * 0,5 * (1)	remuneração do activo em fim de vida útil	263	347
(7) = (5) + (6)	<b>total</b>	6 178	8 018
(8) = (7) * (2)	<b>valor do incentivo</b>	<b>1 853</b>	<b>4 009</b>
Transformadores			
(9)	Custo de investimento aceite para efeitos de regulação	118 350	172 150
(10)	N.º de anos de vida útil	30	30
(11) = (9) / (10)	Amortização do exercício	3 945	5 738
(12) = (11) * 0,5 * (1)	remuneração do activo em fim de vida útil	175	260
(13) = (11) + (12)	<b>total</b>	4 120	5 998
(14) = (13) * (2)	<b>valor do incentivo</b>	<b>1 236</b>	<b>2 999</b>
(15)	<b>valor incentivo 2009</b>	<b>1 955</b>	
(16) = (8) + (14) + (15)	<b>Total do incentivo</b>	<b>5 045</b>	<b>7 008</b>

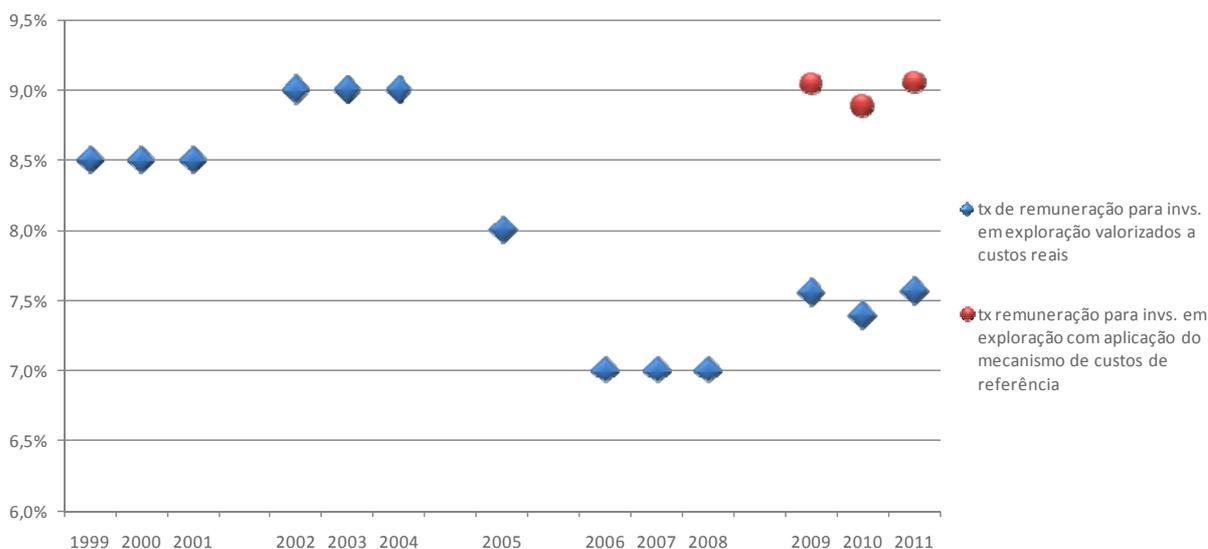
De referir que o incentivo de 2010 inclui o incentivo de 2009. Verificamos que o valor considerado para proveitos permitidos de 2011 aumentou consideravelmente, não só devido ao volume do activo que, embora tenha terminado a vida útil em termos contabilísticos, encontra-se em condições técnicas para continuar em exploração, mas também ao parâmetro que foi introduzido de forma gradual e que passou de 30% em 2010 para 50% em 2011.

#### 5.2.4 TAXA DE REMUNERAÇÃO DO ACTIVO

No actual período regulatório, o custo de capital é determinado com base na rentabilidade média diária das OT a 10 anos ocorrida, no período compreendido entre 1 de Setembro do ano t-2 e 31 de Agosto do ano t-1, acrescida de 300 pontos base. Para 2011 a taxa de remuneração do activo é de 7,56%.

Para os investimentos que entraram em exploração a partir de 1 de Janeiro de 2009, valorizados a preços de referência, aplica-se a taxa das OT a 10 anos ocorrida, no período compreendido entre 1 de Setembro do ano t-2 e 31 de Agosto do ano t-1, acrescida de 450 pontos base. Para 2011 a taxa de remuneração do activo é de 9,06%.

**Figura 5-3 - Taxa de remuneração do activo da actividade TEE**



### 5.2.5 CUSTOS COM A PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL

Conforme apresentado no Quadro 5-10 os custos aceites pela ERSE relacionados com a promoção do desempenho ambiental ascendem a 5 597 milhares de euros.

No âmbito do Plano de Promoção de Desempenho Ambiental, o montante previsto para 2011, ascende a 1 760 milhares de euros.

Relativamente aos custos com limpezas de florestas, o Decreto-Lei nº 124/2006, de 28 de Junho, no seu Artigo 15.º - Redes secundárias de faixas de gestão de combustível – estabelece que “nos espaços florestais previamente definidos nos planos municipais de defesa da floresta contra incêndios (PMDCI) é obrigatório que a entidade responsável...c) Pelas linhas de transporte e distribuição de energia eléctrica em muito alta tensão e em alta tensão providencie a gestão do combustível numa faixa correspondente à projecção vertical dos cabos condutores exteriores acrescidos de uma faixa de largura não inferior a 10 m para cada um dos lados; d) Pelas linhas de transporte e distribuição de energia eléctrica em média tensão providencie a gestão do combustível numa faixa correspondente à projecção vertical dos cabos condutores exteriores acrescidos de uma faixa de largura não inferior a 7 m para cada um dos lados. ...”. Os troços das faixas das linhas identificados nesses planos passam, assim, a integrar a Rede Secundária de Gestão de Combustível prevista naquele Decreto-Lei. Esta actividade não substitui a tradicional actividade de controlo da vegetação, indispensável como actividade de manutenção, de modo a garantir a segurança de exploração da linha.

De acordo com estimativas da REN, os custos com limpezas de florestas podem atingir para 2011 cerca de 3 567 milhares de euros, tal como se pode verificar no Quadro 5-9.

**Quadro 5-9 – Evolução dos montantes referentes a limpeza de florestas**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	2 006	2 007	2 008	2 009	2 010	2 011
Limpeza de florestas	351	708	1 389	2 395	4 600	3 567

Incluem-se ainda nesta rubrica 270 milhares de euros referentes a obrigações legais de desvios de linhas.

**5.2.6 CUSTOS OCORRIDOS NO ANO T-1, NÃO PREVISTOS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO, ACTUALIZADOS PARA O ANO T**

Foram considerados para proveitos permitidos 82 milhares de euros, referente à prestação de serviços de auditoria à aplicação do mecanismo de incentivo à valorização dos investimentos da RNT a custos de referência, de acordo com o previsto no art.º 13.º do Anexo I ao Despacho n.º 14 430/2010, a decorrer em 2010.

**PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA PARA 2011**

O montante de proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT na actividade de Transporte de Energia Eléctrica é dado pela expressão estabelecida no n.º 1 do Artigo 77.º do Regulamento Tarifário. Para os proveitos permitidos previstos nessa fórmula foram considerados os valores do Quadro 5-10.

**Quadro 5-10 - Proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2010	Tarifas 2011
<b>A</b>	Custos de exploração [(1) + (2) x (3) + (4) x (5)]	41 745	42 246
1	Componente de custos de exploração	40 911	41 439
2	Custo incremental associado à extensão de rede	436	436
3	Variação da extensão de rede, em quilómetros	637	437
4	Custo incremental associado aos painéis de subestações	5 552	5 552
5	Variação do número de painéis de subestações	100	111
<b>B</b>	Custos com capital [(6) + (7)]	224 247	242 574
6	Custo com capital referente a activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais [(a) + (b) x (c)]	163 922	163 493
a	Amortizações dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	75 294	76 245
b	Valor médio dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	1 199 296	1 154 079
c	Taxa de remuneração dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	7,39	7,56
7	Custo com capital referente a activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência [(d) + (e) x (f)]	60 324	79 081
d	Amortizações dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	18 712	24 442
e	Valor médio dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	468 084	603 083
f	Taxa de remuneração dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	8,89	9,06
<b>C</b>	Incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil [ (8) x (9) x (1 + 0,5 x (10) + (11) ]	5 045	7 008
8	Parâmetro associado ao incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil	30,0%	50,0%
9	Somatório dos investimentos em final de vida útil / n.º de anos de vida útil	9 860	13 409
10	Taxa de remuneração a aplicar aos equipamentos que após o final de vida útil se encontrem em exploração	8,89%	9,06%
11	Valor do incentivo de 2009 recuperado em 2010	1 955	
<b>D</b>	Valor da compensação entre operadores das redes de transporte	0	0
<b>E</b>	Custos com a promoção do desempenho ambiental	10 230	5 597
<b>F</b>	Custos ocorridos no ano <i>t-1</i> , não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano <i>t</i>	-	82
<b>G</b>	Ajustamento no ano <i>t</i> , dos proveitos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica, tendo em conta os valores ocorridos em <i>t-2</i>	21 318	8 328
<b>H</b>	Proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica [ A + B + C + D + E + F - G ]	259 948	289 180

## 6 ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO

As actividades reguladas da EDP Distribuição, como entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição (RND), são a actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.

A actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte é uma actividade de transferência de custos e a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é regulada por *price-cap*.

Começa-se por uma análise geral a toda a empresa seguida de uma análise das questões específicas de cada actividade.

### INFORMAÇÃO ENVIADA

A informação enviada pela EDP Distribuição respeitante aos anos de 2009 a 2011 está de acordo com as normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE e inclui:

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

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

### 6.1 ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DO ACESSO À REDE DE TRANSPORTE

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

Esta actividade recupera ainda os seguintes custos, de forma a serem pagos por todos os consumidores de energia eléctrica:

- Diferencial de custos com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial (PRE) mediante fontes de energia renovável e não renovável, imputados à parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema.
- Amortização e juros de custos diferidos de anos anteriores:

- 
- Amortização e juros do défice tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Tensão, relativo a 2006;
  - Amortização e juros do défice tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Tensão Normal, relativo a 2007;
  - Amortização e juros referentes à dívida apurada no âmbito do cálculo das tarifas para 2009 (Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto).
- Custos ou proveitos decorrentes de medidas no âmbito da estabilidade tarifária.
  - Diferencial positivo ou negativo na actividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (MAT, AT, MT) e BTE.
  - Sobreproveito associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º2 do artigo 6º do Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de Setembro.
  - Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC).
  - Tarifa Social.

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

O diferencial de custos com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial inclui não só os ajustamentos apurados em 2009 e 2010, mas também o sobrecusto do próprio ano.

O Quadro 6-1 apresenta a metodologia utilizada para o cálculo do mesmo.

**Quadro 6-1 – Diferencial de custos com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		Tarifas 2010	Tarifas 2011
1	Sobrecusto do ano [(a) - (b) x (c)]	486 852	509 297
a	Custo de aquisição	1 058 991	999 391
b	Quantidades	11 443	10 517
c	Preço de mercado	50,00	46,60
2	Ajustamento <i>t-1</i>	-214 720	-96 110
3	Ajustamento <i>t-2</i>	50 532	35 007
<b>A</b>	<b>Sobrecusto PRE<sup>FER</sup> [(1) - (2) - (3)]</b>	<b>651 041</b>	<b>570 400</b>
4	Sobrecusto do ano [(d) - (e) x (f)]	124 040	323 827
d	Custo de aquisição	296 823	594 735
e	Quantidades	3 456	5 813
f	Preço de mercado	50,00	46,60
5	Ajustamento <i>t-1</i>	-15 010	-205 722
6	Ajustamento <i>t-2</i>	-15 033	-114 091
7	Cogeração <sup>FER</sup> 2009 a 2011		-180 806
<b>B</b>	<b>Sobrecusto PRE<sup>FENR</sup> [(4) - (5) - (6) + (7)]</b>	<b>154 083</b>	<b>462 835</b>
<b>C</b>	<b>Sobrecusto PRE [(A) + (B)]</b>	<b>805 123</b>	<b>1 033 235</b>

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

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

Desta forma, fora do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, incluem-se as Cogerações (ainda que possam utilizar combustível renovável ou resíduos) e a Micro-produção.

A ERSE em tarifas de 2009 e de 2010 considerou dentro da “PRE<sup>FER</sup>” (PRE enquadrada no Decreto-Lei n.º 90/2006), a Cogeração<sup>FER</sup> produzida através de fontes renováveis. A sua reclassificação tem impactes em tarifas de 2011 no cálculo dos ajustamentos reais de 2009 e provisórios de 2010. De seguida apresentam-se os valores que foram considerados naquela situação.

**Figura 6-1 – Valores Sobrecusto PRE antes da correcção da Cogeração<sup>FER</sup>**

Unidade: 10<sup>6</sup> EUR

	2 009			2 010		2011
	T2009	T2010	T2011	T2010	T2011	T2011
Antigo	Sobrecusto 2009	Sobrecusto 2009 em 2009	Sobrecusto real	Sobrecusto 2010	Sobrecusto 2010 em 2010	Sobrecusto 2011
DL 90/2006	304 530	514 433	550 754	486 852	658 976	578 915
Fora DL 90/2006	142 939	157 612	197 288	124 040	247 737	254 209
Total	447 469	672 045	748 042	610 892	906 714	833 124
		ajustamento t-1	Ajustamento t-2		ajustamento t-1	
DL 90/2006		214 720	37 716		175 621	
Fora DL 90/2006		15 010	41 368		126 211	
Total		229 730	79 084		301 832	

A reclassificação destes valores implicou uma redução do sobrecustos da PRE<sup>FER</sup> em 126 439 milhares de euros e um agravamento do sobrecustos da PRE<sup>FENR</sup> em 221 852 milhares de euros, conforme apresentado no Quadro 6-2.

**Quadro 6-2 – Impacte da reclassificação da Cogeração a partir de fontes renováveis**

Unidade: 10<sup>6</sup> EUR

		DL 90/2006	Fora DL 90/2006	Total
Ajustamento t-2	<b>antigo</b>	<b>37 716</b>	<b>41 368</b>	<b>79 084</b>
	sobrecusto t2009	-36 118	36 118	0
	ajustamento t-1 em T2010	-35 870	35 870	0
	ajustamento definitivo em T2011	-734	734	0
	<b>T2011</b>	<b>-35 007</b>	<b>114 091</b>	<b>79 084</b>
Ajustamento t-1	<b>antigo</b>	<b>175 621</b>	<b>126 211</b>	<b>301 832</b>
	sobrecusto t2010	-54 451	54 451	0
	ajustamento t-1 em T2011	-25 060	25 060	0
	<b>T2011</b>	<b>96 110</b>	<b>205 722</b>	<b>301 832</b>

Unidade: 10<sup>6</sup> EUR

		DL 90/2006	Fora DL 90/2006	Total
Valores considerados em tarifas	T2009			
	sobrecusto 2009	-36 118	36 118	0
	T2010			
	ajustamento provisório de 2009	-35 870	35 870	0
	sobrecusto 2010	-54 451	54 451	0
	T2011			
	ajustamento definitivo de 2009		734	734
	ajustamento provisório de 2010		25 060	25 060
	sobrecusto de 2011		69 618	69 618
	<b>Total</b>	<b>-126 439</b>	<b>221 852</b>	<b>95 413</b>

Dado o elevado valor desta transferência, e de forma a que o impacte não fosse repercutido todo num só ano, optou-se por diferir parte do valor total por 3 anos acrescido dos respectivos juros, conforme se observa no quadro seguinte:

**Quadro 6-3 – Impacte do diferimento do valor da Cogeração a partir de fontes renováveis**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	PRE <sup>FER</sup>	PRE <sup>FENR</sup>			Total
	T2011	T2011	T2012	T2013	
Valor de T2009 e T2010	-126 439				
Anuidade <sup>(1)</sup> (A)		36 975	73 951	110 926	221 852
Valor diferido		184 876			
Juros diferimento <sup>(2)</sup> (B)		4 071	6 137	2 442	12 651
Efeito total (C)=(A)+(B)		41 046	80 088	113 368	234 502

Notas: (1) 1/6 em 2011, 2/6 em 2012 e 3/6 em 2013

(2) Taxas de rendibilidades das obrigações do tesouro a 2 anos e a 3 anos, determinada com base nos valores diários das taxas de rendibilidades destes títulos verificados no mês de Dezembro de 2010

Os juros referidos no Quadro anterior devem ser corrigidos com a média diária dos títulos do tesouro considerados como indexantes de acordo com o previsto no Regulamento Tarifário.

O efeito em tarifas de 2011 do valor a diferir corresponde ao valor diferido deduzido dos juros de diferimento, o que ascende a 180 806 milhares de euros.

### 6.1.2 AMORTIZAÇÃO E JUROS DA DÍVIDA TARIFÁRIA

Conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro, os défices tarifários de BT referentes a 2006 e 2007, acrescidos dos respectivos encargos financeiros, serão recuperados em 10 anuidades, com início em 2008. O saldo em dívida a 31 de Dezembro de 2011, referente a estes défices, é de 113 526 milhares de euros. Estes défices foram titularizados ao BCP e à CGD.

Em 2009, em consequência da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto, foi gerado um défice de 1 723 151 milhares de euros decorrente do diferimento dos ajustamentos tarifários de energia de 2007, do estimado para 2008, no montante de 1 275 682 milhares de euros e do valor do sobrecusto da PRE de 2009 não incluído nas tarifas, no montante de 447 469 milhares de euros. Este défice, de acordo com o mesmo diploma, acrescido dos respectivos encargos financeiros, será recuperado num período de 15 anos com efeitos a partir de 2010.

Os créditos relativos aos ajustamentos positivos referentes a custos decorrentes da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica relativos ao ano de 2007 e estimados para o ano de 2008 foram cedidos à Tagus – Sociedade de Titularização de Créditos, SA a 3 de Março de 2009 e os valores relativos ao sobrecusto da PRE foi titularizado à mesma entidade no dia 3 de Dezembro de 2009.

O Quadro 6-4 sintetiza os valores do défice em dívida e os valores incluídos em tarifas de 2011.

**Quadro 6-4 – Amortização e juros da dívida tarifária**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

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

**6.1.3 CUSTOS DECORRENTES DA SUSTENTABILIDADE DE MERCADOS**

No âmbito da sustentabilidade do mercado livre e do mercado regulado a devolução do valor líquido dos ajustamentos referente aos custos decorrentes da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do CUR, relativos a 2009 e estimados para 2010, no montante de 445 870 milhares de euros é efectuada, nos termos do Regulamento Tarifário, através da tarifa de UGS a aplicar pelo operador da rede de distribuição, paga por todos os clientes.

**6.1.4 DIFERENCIAL POSITIVO OU NEGATIVO NA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DEVIDO À EXTIÇÃO DAS TARIFAS REGULADAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS COM CONSUMOS OU FORNECIMENTOS EM NT (MAT, AT, MT) E BTE.**

De acordo com o Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de Setembro as tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos em MAT, AT, MT e BTE são extintas a partir de 1 de Janeiro de 2011, ficando a respectiva venda submetida ao regime de preços livres.

Este processo tem implicações ao nível das tarifas de comercialização a aplicar aos clientes com os consumos mencionados, nomeadamente, devido a ajustamentos dos proveitos permitidos de 2009 e 2010 a repercutir nos proveitos permitidos de 2011 e 2012, respectivamente.

Além disso, até 31 de Dezembro de 2011, o CUR deve continuar a fornecer energia aos clientes daqueles níveis de tensão que ainda não tenham contratado nenhum comercializador em mercado. Sobre estes é aplicada uma tarifa transitória, a qual é agravada numa percentagem como forma de incentivar aqueles clientes a escolherem um comercializador em mercado.

Assim, os ajustamentos positivos ou negativos da actividade de Comercialização devem ser repercutidos em todos os consumidores através da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) do ORD, bem como o sobreproveito resultante do mecanismo de incentivo à escolha de um comercializador em mercado. Estes valores em 2011 ascendem a -2 467 milhares de euros e -53 729 milhares de euros, respectivamente.

#### 6.1.5 CUSTOS COM TARIFA SOCIAL

Conforme mencionado no 3 e de acordo com o Regulamento Tarifário, a tarifa social, cujo valor ascende a 4,3 milhões de euros, será financiada da forma apresentada no quadro seguinte.

**Quadro 6-5 – Financiamento da tarifa social em 2011**

	Potência instalada	Tarifa Social		Valor líquido a pagar pelo ORT
	MW	%	10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR
<b>EDP Produção</b>	<b>8 369,0</b>	<b>75,0%</b>	<b>3 229,2</b>	<b>44 694,8</b>
Centrais com CMEC <sup>(1)</sup>	5 846,4	52,4%	2 255,9	0,0
Centrais com CAE				
Centrais com Incentivo	2 278,7	20,4%	879,2	44 694,8
Restantes centrais	243,9	2,2%	94,1	0,0
<b>Iberdrola</b>	<b>360,0</b>	<b>3,2%</b>	<b>138,9</b>	<b>0,0</b>
Centrais com CMEC	360,0	3,2%	138,9	0,0
Centrais com CAE				
Centrais com Incentivo				
Restantes centrais				
<b>Endesa</b>	<b>862,0</b>	<b>7,7%</b>	<b>332,6</b>	<b>16 907,4</b>
Centrais com CMEC				
Centrais com CAE				
Centrais com Incentivo	862,0	7,7%	332,6	16 907,4
Restantes centrais				
<b>Tejo Energia</b>	<b>584,0</b>	<b>5,2%</b>	<b>225,3</b>	<b>0,0</b>
Centrais com CMEC				
Centrais com CAE	584,0	5,2%	225,3	0,0
Centrais com Incentivo				
Restantes centrais				
<b>Turbogás</b>	<b>990,0</b>	<b>8,9%</b>	<b>382,0</b>	<b>0,0</b>
Centrais com CMEC				
Centrais com CAE	990,0	8,9%	382,0	0,0
Centrais com Incentivo				
Restantes centrais				
<b>Total</b>	<b>11 165,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>4 308,1</b>	<b>61 602,1</b>
Centrais com CMEC <sup>(1)</sup>	6 206,4	55,6%	2 394,8	0,0
Centrais com CAE	1 574,0	14,1%	607,3	0,0
Centrais com Incentivo	3 140,7	28,1%	1 211,9	61 602,1
Restantes centrais	243,9	2,2%	94,1	0,0

Nota:<sup>(1)</sup>Exclui as centrais do Barreiro e e Carregado descomissionadas em 2009 e 2010, respectivamente.

### 6.1.6 CUSTOS COM A MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL

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

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

#### PARCELA FIXA DOS CMEC

A 15 de Junho de 2007, os CAE celebrados entre a REN e os centros electroprodutores da EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A. (anteriormente denominada CPPE - Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade, S.A.) foram cessados.

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

Aquela parcela inclui ainda os valores correspondentes aos ajustamentos, com vista a compensar eventuais desvios positivos ou negativos em relação à recuperação mensal da parcela fixa.

A renda anual dos CMEC calculada à taxa de 7,55%<sup>2</sup> é de 81 185 milhares de euros.

O desvio da facturação da parcela fixa referente ao ano de 2009 atingiu o montante de 7 108 milhares de euros. De acordo com o Decreto-Lei n.º 240/2004 este montante deverá ser repercutido nas tarifas do ano seguinte em doze prestações a partir de 1 de Abril. Este valor acrescido de juros à taxa de 7,55% implica uma renda mensal de 627 milhares de euros. Em tarifas 2010 foram incluídas nove mensalidades e as restantes três no montante de 1 882 milhares de euros serão recuperadas em 2011 durante o 1º trimestre.

---

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

**PARCELA DE ACERTO**

O valor total dos ajustamentos dos CMEC em 2009 ascende a 392,2 milhões de euros, sendo que para este ajustamento contribuíram de modo quase equitativo as centrais hídricas e as centrais térmicas enquadradas pelos CMEC.

Os desvios que levaram ao aumento do ajustamento dos CMEC sucederam por ordem decrescente:

- As receitas de venda de energia eléctrica no mercado.
- Os encargos fixos.
- Custos de exploração, que na sua quase totalidade dizem respeito aos encargos com os combustíveis.

Em sentido oposto apenas as receitas com os serviços de sistema contribuíram para um menor valor desse ajustamento:

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO EM 2011

Actividades desenvolvidas pela entidade concessionária  
da rede nacional de distribuição

**Quadro 6-6- Ajustamento do montante dos CMEC**

Unidade: 10<sup>3</sup> Eur

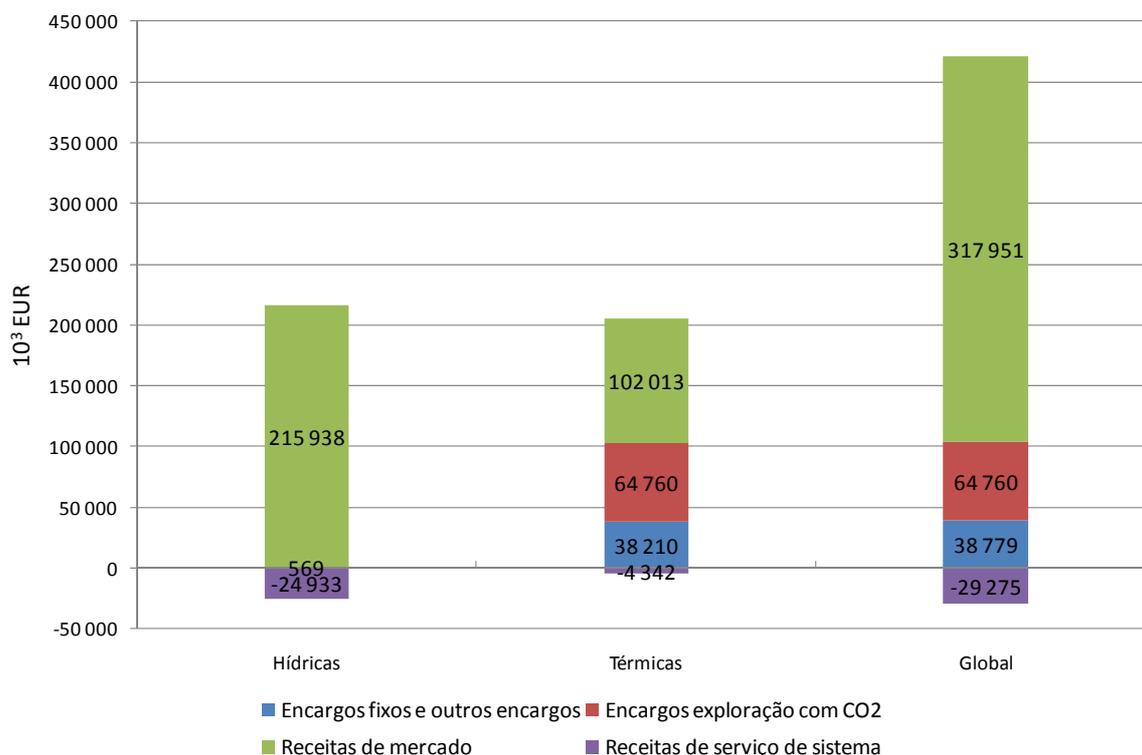
		Valor apurado para 2009	Cálculo valor inicial dos CMEC	Valor definido para ajustamento
<b>Receitas de mercado</b>				
1.1	Centrais hídricas	280 629	496 567	-215 938
1.2	Centrais térmicas	369 578	471 591	-102 013
1 = 1.1+1.2	Total	650 207	968 158	-317 951
<b>Custos de exploração (CE) + CO<sub>2</sub></b>				
2.1	Centrais térmicas CE (Comb. + O&M)	220 301	188 147	32 154
2.2	Centrais térmicas CO <sub>2</sub>	14 560	-18 046	32 606
2 = 2.1+2.2	Total	234 861	170 101	64 760
<b>Margem de exploração</b>				
3.1=1.1	Centrais hídricas	280 629	496 567	-215 938
3.2=1.2-2	Centrais térmicas	134 717	301 490	-166 773
3 = 1-2	Total	415 346	798 057	-382 711
<b>Receitas de serviço de sistema</b>				
4.1	Centrais hídricas	24 933	0	24 933
4.2	Centrais térmicas	4 342	0	4 342
4 = 4.1+4.2	Total	29 275	0	29 275
<b>Encargo fixo (EF) e Outros Encargos (OE)</b>				
5.1	Centrais hídricas EF	520 343	521 231	-888
5.2	Centrais térmicas EF	430 150	402 635	27 515
5.3	Centrais hídricas OE	2 238	781	1 457
5.4	Centrais térmicas OE	26 628	15 933	10 695
5 = 5.1+5.2+5.3+5.4	Total	979 359	940 580	38 779
<b>Ajustamento total do montante dos CMEC de 2008</b>				
6.1 = 5.1+5.3-4.1-3.1	Centrais hídricas	217 019	25 445	191 574
6.2 = 5.2+5.4-4.2-3.2	Centrais térmicas	317 719	117 078	200 641
6 = 6.1+6.2	Total	534 738	142 523	392 215

Fonte: REN, EDP

O impacte do ajustamento de 2009, de 392 215 milhares de euros a recuperar através da tarifa de UGS, é substancialmente superior ao valor apurado no ano anterior 161 706 milhares de euros.

A figura que se segue permite evidenciar que o desvio nas receitas de mercado foi o principal factor explicativo para o valor apurado para os ajustamentos com os CMEC.

Figura 6-2- Ajustamento do montante dos CMEC por parcela



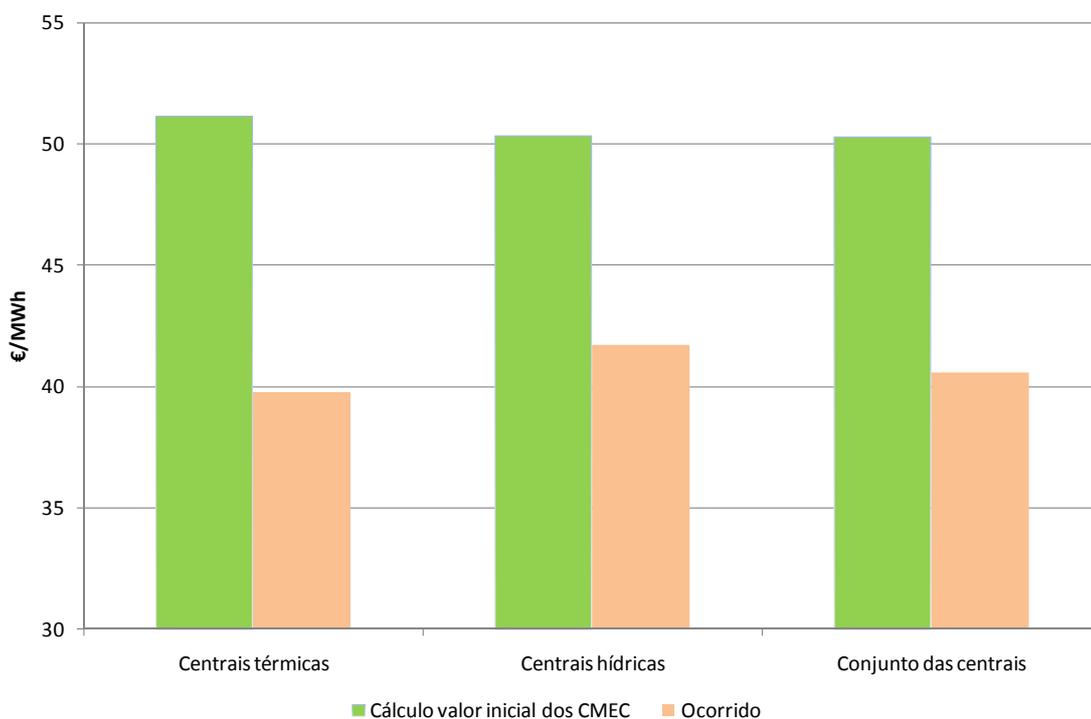
Fonte: REN, EDP

O mecanismo dos CMEC corresponde à diferença entre o valor actual das receitas que um centro electroprodutor esperaria receber antes da liberalização dos mercados, definidos nos seus respectivos Contratos de Aquisição de Energia (CAE), e a receita realmente ocorrida. Este mecanismo foi concebido de modo semelhante ao de um contrato por diferença, com um preço contratado correspondente a 50 €/MWh, e cujo valor evoluiria de uma forma inversamente proporcional ao da evolução do preço de mercado. Os factores que influenciam a evolução dos ajustamentos dos CMEC são os que incidem directamente sobre as receitas e os custos dos centros electroprodutores, dos quais se destacam pela sua relevância:

- O preço de energia eléctrica, factor gerador de receitas.
- A produção das centrais, factor gerador de receitas líquidas.
- A evolução dos custos de exploração, nomeadamente dos custos com combustíveis e com as licenças de emissão de CO<sub>2</sub>.
- A disponibilidade das centrais, factor que incrementa o encargo de potência.
- A evolução da taxa de inflação, factor que incrementa o encargo de potência.

O desvio nas receitas de mercado decorreu em parte do facto das receitas unitárias terem sido em 2009 substancialmente inferiores ao previsto, cerca de 40 €/MWh, face a uma previsão de 50 €/MWh.

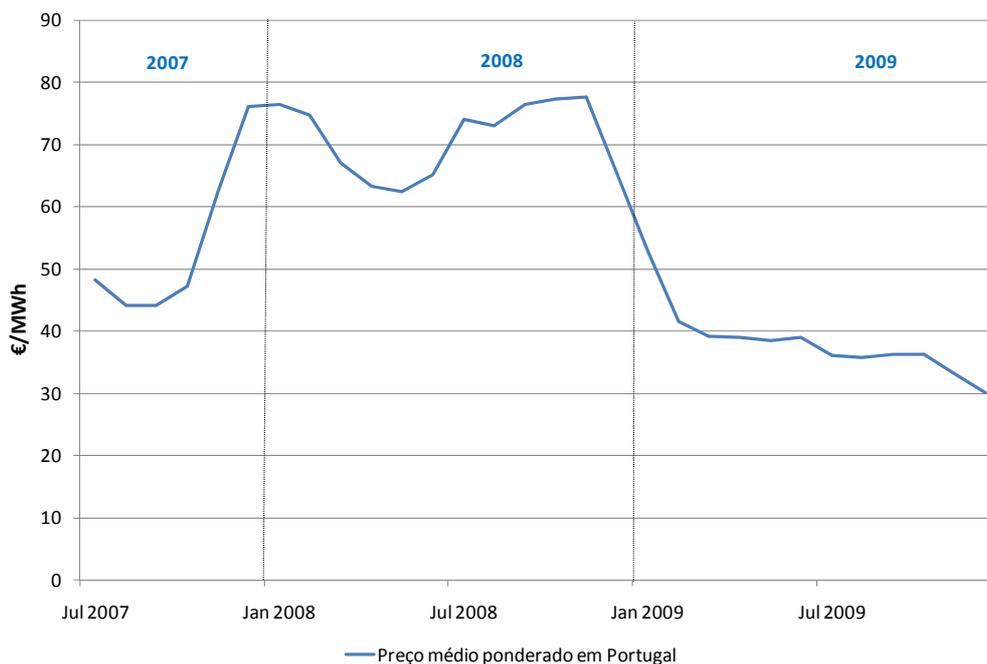
**Figura 6-3 – Receita unitária definido no cálculo do valor inicial dos CMEC e no cálculo da revisibilidade**



Fonte: OMEL, REN e EDP

Este facto decorre do preço médio ponderado da energia eléctrica adquirida em mercado no pólo português da OMEL ter sido inferior ao estabelecido no cálculo dos CMEC ao longo de 2009.

**Figura 6-4 – Evolução do preço médio mensal ponderado em Portugal**

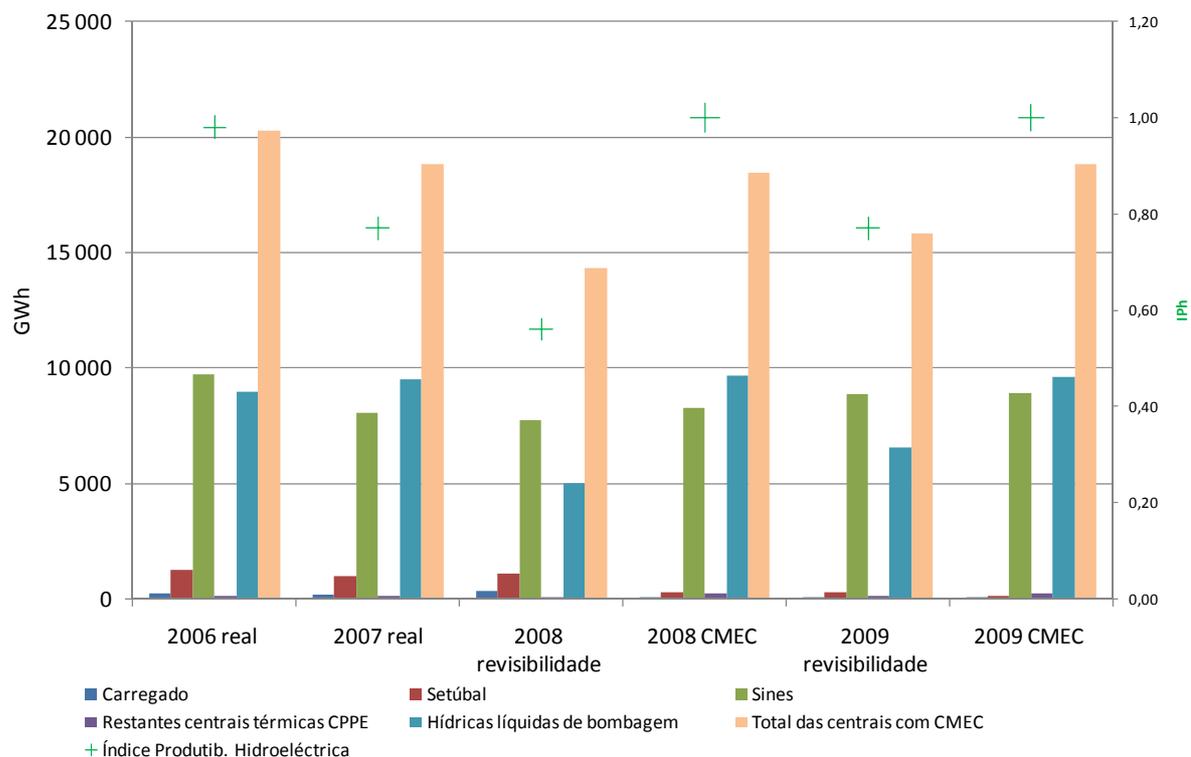


Fonte: OMEL

A menor produção das centrais com CMEC, designadamente as centrais hídricas, é outro factor que explica o menor valor das receitas. Este facto explica igualmente que a menor receita face ao previsto, não teve como contrapartida um menor valor dos encargos de energia.

Para além da menor produção face ao previsto das centrais com CMEC se dever à hidraulicidade, factor conjuntural, observa-se que a produção das centrais térmicas é igualmente inferior ao previsto.

**Figura 6-5 – Produção das centrais com CMEC e índice de Produtibilidade Hidroelétrica**

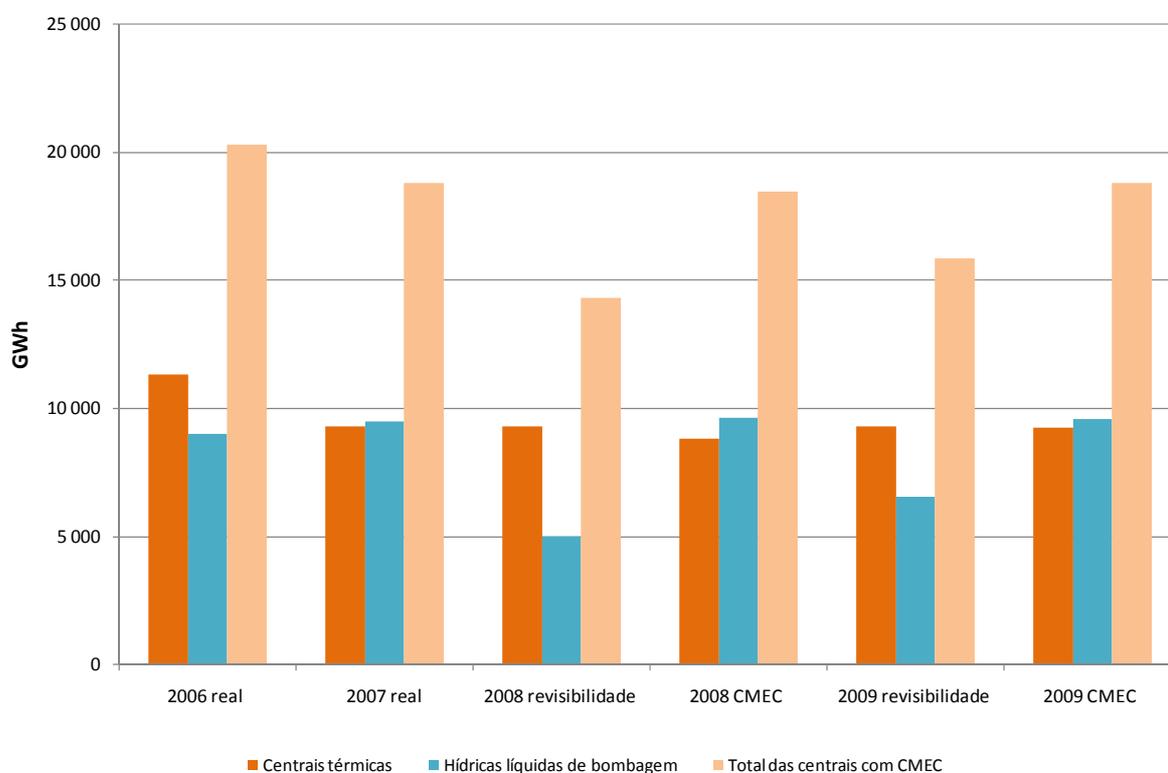


Fonte: REN, EDP

Existe assim uma evidente dificuldade em colocar no mercado a energia das centrais com CMEC, devido a motivos estruturais.

Esta dificuldade materializa-se, por exemplo, no facto das quantidades previstas aquando do cálculo inicial dos CMEC terem sido inferiores ao ocorrido, circunstância já verificada no ano anterior.

**Figura 6-6 – Produção ocorrida das centrais com CMEC entre 2005 e 2009 e valor implícito no cálculo dos CMEC para 2008 e 2009**



Fonte: REN, EDP

Os custos com combustíveis diminuíram em 2009 face a 2008, sendo mesmo ligeiramente inferiores ao implícito nos CMEC no caso do carvão da central de Sines. Este facto não impediu como se viu na figura anterior que as vendas das centrais térmicas sejam inferiores ao considerado no cálculo inicial dos CMEC.

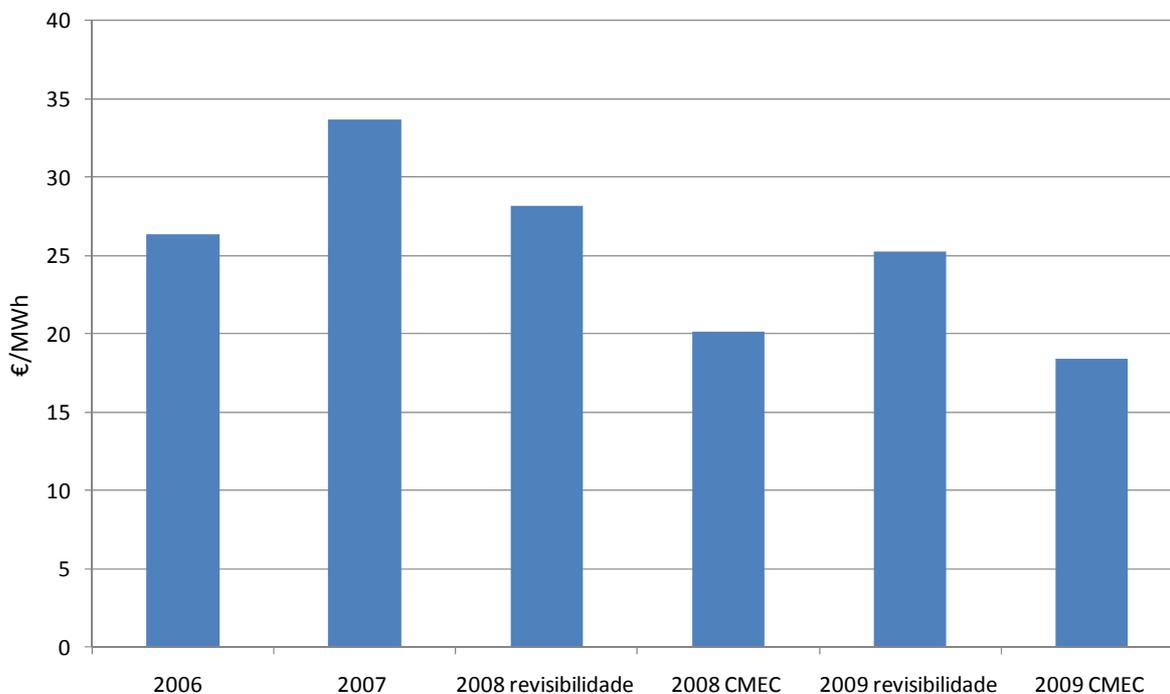
**Quadro 6-7 – Evolução dos custos com combustíveis em Sines e Setúbal**

		Ocorrido 2007 (1)	CMEC 2008 (2)	Ocorrido 2008 (3)	CMEC 2009 (4)	Ocorrido 2009 (5)	% [(3)-(1)]/(1)	% [(5)-(3)]/(3)	% [(5)-(4)]/(4)
Setúbal (fuelóleo)	€/t	274,9	223,3	353,4	212,8	262,5	29%	-25,7%	23,4%
Sines (Carvão)	€/tec	78,1	55,9	119,6	54,5	53,3	53%	-55,4%	-2,2%

Fonte: REN, EDP, ERSE

Se considerarmos o conjunto dos custos variáveis das centrais com CMEC, referidos anteriormente nos CAE como Encargo de Energia<sup>3</sup>, a diferença entre o ocorrido em 2008 e o implícito nos CMEC é ainda mais elevada, devido aos custos com as licenças de emissão de CO<sub>2</sub>.

**Figura 6-7 – Evolução do encargo de energia unitário das centrais térmicas**

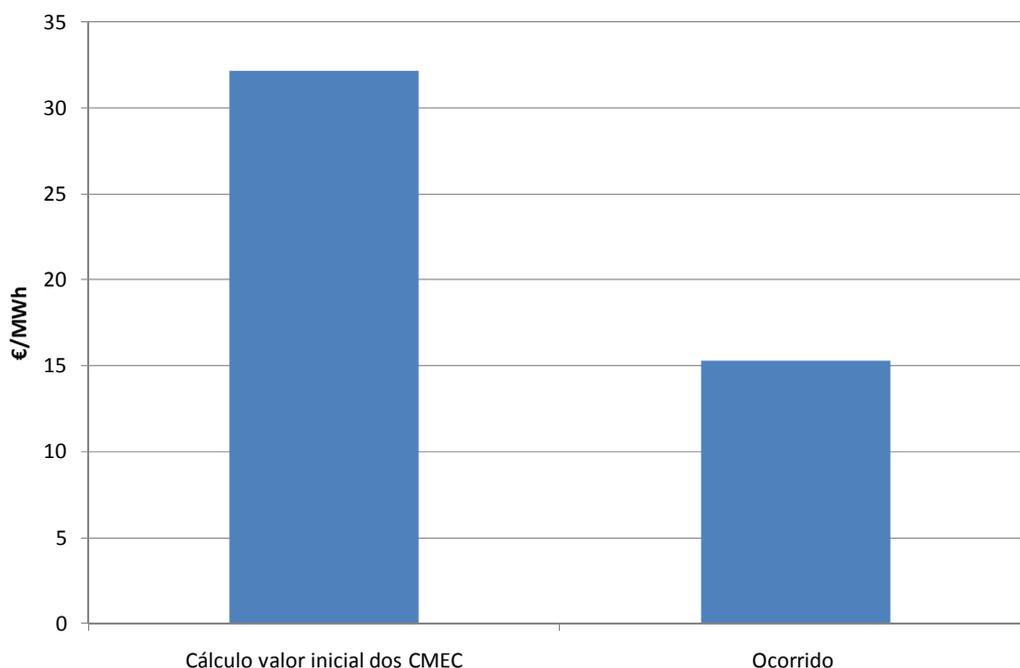


Fonte: INE

Este aumento substancial do encargo de energia tem um reflexo na margem das vendas das centrais com CMEC, tornando mais difícil a colocação da sua produção em ambiente de mercado. A figura que se segue ilustra este facto ao mostrar, a margem das vendas que se verificou em 2009, cerca de 15 €/MWh, bem como o valor implícito no cálculo inicial dos CMEC, acima de 32 €/MWh.

<sup>3</sup> Para além dos custos com combustíveis, incluem igualmente os O&M, os custos com as licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, bem como alguns serviços auxiliares, tais como os arranques e a margem de vapor da central do Barreiro.

**Figura 6-8 – Margem das vendas em 2009**



No que diz respeito aos ajustamentos aos CMEC relativos aos encargos fixos, estes dependem dos novos investimentos ocorridos no período, da disponibilidade verificada das centrais, bem como da evolução dos índices de preços. Em 2009, não se verificaram novos investimentos nas centrais com CAE que pudessem afectar o valor dos CMEC, sendo que o ajustamento ocorrido de cerca de 44 milhões de euros se deve:

- À variação da inflação e à evolução da disponibilidade das centrais.
- À alteração dos encargos de combustíveis da central de Sines.
- À alteração nos encargos fixos de operação e manutenção da central do Carregado devido a alterações na logística de abastecimento do fuel.

Assim, com base no valor previsional para a revisibilidade de 2009 no montante de 197 631 milhares de euros (acrescido de juros de 1 ano no montante de 2 439 milhares de euros), foram considerados em tarifas de 2010, 9/12 do valor a que corresponde um total de 150 052 milhares de euros. No entanto, o valor final para a revisibilidade de 2009 foi de 397 110 milhares de euros (inclui juros de 1 ano no montante de 4 956 milhares de euros), pelo que foi considerado em tarifas de 2011 o montante de 249 588 milhares de euros a recuperar durante o 1º trimestre de 2011.

O desvio da facturação da parcela de acerto referente ao ano de 2009 atingiu o montante de 8 486 milhares de euros. De acordo com o Decreto-Lei n.º 240/2004 este montante deverá ser repercutido nas tarifas do ano seguinte em doze prestações a partir de 1 de Abril. Este valor acrescido de juros à taxa de 7.55% implica uma renda mensal de 749 milhares de euros. Em tarifas de 2010 foram incluídas nove

mensalidades e as restantes três no montante de 2 247 milhares de euros serão recuperadas em 2011 durante o 1º trimestre.

### **PARCELA DE ALISAMENTO DOS CMEC**

Os ajustamentos a efectuar ao valor dos CMEC resultantes de alterações nos parâmetros iniciais (produção, preço de mercado, custo dos combustíveis, etc.), face aos valores verificados, isto é, a revisibilidade anual, são repercutidos na parcela de acerto. Esta parcela, quando positiva, é adicionada à tarifa de UGS entre o mês de Abril seguinte ao ano a que diz respeito a revisibilidade anual e o mês de Março seguinte, quando negativa é deduzida à tarifa de UGS entre o mês de Julho seguinte ao ano a que diz respeito a revisibilidade anual e o mês de Junho seguinte.

A alteração dos parâmetros definidos nesta parcela face aos pressupostos iniciais pode com facilidade ter grandes implicações, levando a que o valor da parcela de acerto ultrapasse o da parcela fixa em anos em que se verifiquem valores substancialmente diferentes dos previstos no Decreto-Lei n.º 199/2007. Situação que ocorreu no 2.º semestre de 2007, em 2008 e em 2009, conforme apurado no ponto anterior.

Assim, foi criado um mecanismo de alisamento tarifário, com efeitos sobre a parcela dos CMEC na tarifa de UGS, cujo objectivo é a transmissão de um preço estável de potência contratada para reflectir os CMEC. Importa garantir que este mecanismo não afecta, nem a aplicação da legislação referida (Decreto-Lei n.º 199/2007), nem os fluxos e calendário de pagamentos aos produtores de energia eléctrica que cessaram o CAE.

Este ajuste é calculado com base na última informação recebida antes da aplicação das tarifas, devendo a informação contemplar pelo menos 6 meses de dados ocorridos. Este ajuste permite atenuar as variações tarifárias originadas por via da revisibilidade, visando igualar a tarifa de UGS em vigor até à aplicação da parcela de revisibilidade à tarifa aplicada no resto do ano. Acresce ainda que este ajuste não tem quaisquer implicações no cálculo e cobrança da parcela de revisibilidade em sede do Decreto-Lei n.º 240/2004, não implicando qualquer fluxo financeiro entre os produtores de energia eléctrica e a entidade concessionária da RNT. Este ajustamento é aplicado como amortecedor do impacte da revisibilidade e apenas tem implicações nas transacções financeiras entre o operador da rede de distribuição e os consumidores de energia eléctrica.

O mecanismo de alisamento tarifário dos CMEC tem os seguintes aspectos:

- Inclusão na proposta de tarifas para cada ano, de um valor previsto de custos com as diversas parcelas dos CMEC com incidência nesse ano. Deste modo, o valor do preço de potência contratada a publicar, sendo cobrado todos os meses, recupera os custos previstos com os CMEC, de forma alisada.

- Os fluxos de pagamentos dos CMEC entre o operador da rede de distribuição e o operador da rede de transporte, e entre este e os produtores cujo CAE cessou, mantêm-se como definido no Decreto-Lei n.º 240/2004.
- A diferença em cada mês, entre o preço de potência contratada de CMEC, publicado para vigorar durante o ano e o que resulta da aplicação do Decreto-Lei n.º 240/2004, deve ser suportada pelo operador da rede de distribuição, embora o valor esperado anual desta diferença seja nulo.
- Nas datas determinadas pelo Decreto-Lei n.º 240/2004, o cálculo definitivo da parcela de acerto do CMEC a vigorar deve condicionar uma revisão tarifária na qual se deverá corrigir o valor do preço de potência contratada a vigorar até ao fim do ano, segundo os valores definitivos do CMEC.

O valor estimado para 2010 para a parcela de ajustamento é de 110,2 milhões de euros. O Quadro 6-8 apresenta as principais componentes para o cálculo desse ajustamento.

**Quadro 6-8 – Estimativa da revisibilidade para 2010**

		Previsões ERSE			
		1.º semestre	2.º semestre	Valor total	Valor unitário (€/MWh)
	<b>Produção (GWh)</b>	<b>11 784</b>	<b>9 151</b>	<b>20 935</b>	
	Sines	1 507	4 415	5 922	
	Setubal + Carregado	0	0	0	
	Hídricas	10 277	4 736	15 013	
<b>(1)</b>	<b>Custo fixo (10³ EUR)</b>			<b>945 000</b>	
	Sines			220 000	
	Setubal + Carregado			210 000	
	Barreiro				
	Hídricas			515 000	
<b>(2) = A - B - C</b>	<b>Margem de mercado (10³ EUR)</b>	<b>323 182</b>	<b>378 871</b>	<b>727 045</b>	
<b>A</b>	<b>Custos de produção</b>	<b>42 196</b>	<b>123 620</b>	<b>165 816</b>	<b>7,92</b>
	Sines	42 196	123 620	165 816	28,00
	Setubal + Carregado			0	
	Hídricas			0	0,00
<b>B</b>	<b>Receita de mercado (10³ EUR)</b>	<b>365 378</b>	<b>502 491</b>	<b>867 869</b>	<b>41,46</b>
	Sines	52 444	237 108	289 551	48,89
	Setubal + Carregado			0	
	Hídricas	312 935	265 383	578 318	38,52
<b>C</b>	Licenças de CO <sub>2</sub> (10³ EUR)			<b>-24 992</b>	
<b>(3)</b>	<b>Serviços de Sistema (10³ EUR)</b>			<b>16 107</b>	<b>0,8</b>
<b>(4) = (1)-(2)-(3)</b>	<b>Custo total (10³ EUR)</b>			<b>201 847</b>	
<b>(5)</b>	<b>CMEC inicial (10³ EUR)</b>			<b>91 602</b>	
<b>(6) = (4) - (5)</b>	<b>Revisibilidade (10³ EUR)</b>			<b>110 245</b>	

Este valor é inferior ao verificado nos dois últimos anos, apesar do preço de mercado, 39,2 €/MWh, estar abaixo do verificado nos últimos anos. Este facto decorre da elevada hidraulicidade ocorrida no 1º semestre de 2010 que permitiu que as centrais hídricas produzissem significativamente mais do que num período de hidraulicidade média.

Nas tarifas para 2011 considerou-se 9/12 deste valor acrescido de juros, no total de 83 957 milhares de euros.

A parcela de alisamento contempla também os ajustamentos previstos para a parcela fixa e para a parcela de acerto referentes ao ano de 2010, num total de -3 673 milhares de euros.

**MECANISMO DE CORRECÇÃO DE HIDRAULICIDADE**

De acordo com o Decreto-Lei que aprova o novo mecanismo e que revoga o Decreto-Lei n.º 338/91, de 10 de Setembro, e conforme mencionado no ponto 3, a grande alteração passa pela extinção do fundo de correcção de hidraulicidade (FCH) a médio prazo e pela definição de um saldo máximo de referência que deverá ser zero em 2016. O quadro seguinte apresenta o apuramento daquele valor de referência.

**Quadro 6-9 – Valor máximo de referência para FCH**

Unid: 10<sup>3</sup> EUR

Saldo inicial do fundo a 31/12/2008	237 822
Encargos financeiros	9 878
Transferências para o ORD relativas a 2007 e 2008 <sup>(1)</sup>	-135 070
<b>Saldo final 31/12/2009</b>	<b>112 630</b>
<b>Valor a transferir para o ORD durante 2010 <sup>(2)</sup></b>	<b>-41 272</b>
Juros <sup>(3)</sup>	3 557
<b>Saldo do fundo</b>	<b>74 915</b>

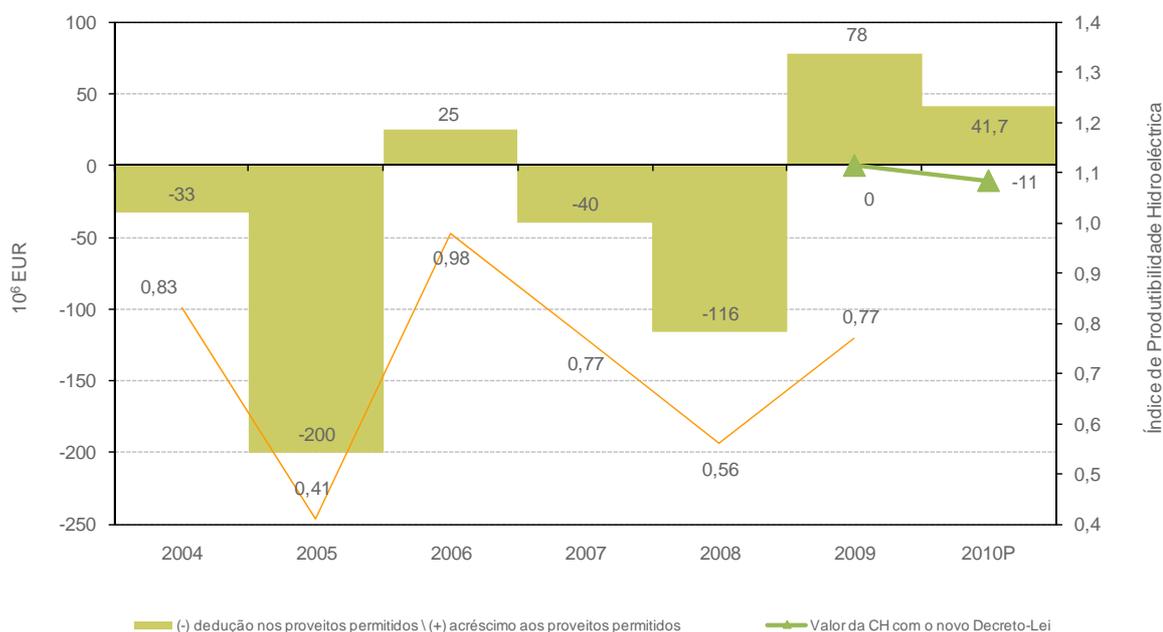
Notas: (1) 60 070 milhares de euros relativos ao ano de 2007 e 75 000 milhares de euros relativos ao valor provisório do ano de 2008.

(2) Diferencial de 2008 tendo em conta o valor real de 116 272 milhares de euros deduzido do montante recebido a título provisório em 2009 de 75 000 milhares de euros.

(3) Estimativa de juros para 2010.

De seguida apresenta-se o impacte que o FCH tem tido em tarifas desde 2004.

**Quadro 6-10 – Impacte do FCH nas tarifas**



A partir de 2011, e se não ocorrer nenhum movimento extraordinário de saída do fundo, o impacte nas tarifas corresponderá apenas ao decréscimo de 1/7 do valor do fundo, isto é, - 10,7 milhões de euros por ano<sup>4</sup>.

### CUSTO TOTAL COM OS CMEC

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

- Parcela fixa no montante de 83 milhões de euros que inclui a renda anual de 81,2 milhões de euros, calculada à taxa de 7,55% e o remanescente do ajustamento da parcela fixa de 2009 no montante de 1,9 milhões de euros;
- Parcela de acerto que recupera o remanescente da revisibilidade de 2009 acrescida de juros, no montante de 249,5 milhões de euros e o remanescente do ajustamento da parcela de acerto de 2009 no montante de 2,2 milhões de euros

<sup>4</sup> A aplicação do disposto no artigo 5º do Decreto-Lei n.º 110/2010, de 14 de Outubro, poderá levar a que o ritmo de evolução destes custos para efeito de tarifas entre 2012 e 2016 seja ajustado face ao considerado em tarifas de 2011. No entanto, estes cálculos deverão ser analisados e enviados para proposta ao CT no âmbito do processo de fixação de tarifas em anos posteriores.

- 
- Parcela de alisamento no total de 72,2 milhões de euros relativa ao valor previsto das seguintes parcelas: (i) desvios de facturação em 2010 no montante de -3,7 milhões de euros, (ii) revisibilidade de 2010 no montante de 83,9 milhões de euros e (iii) correcção de hidraulicidade de 2010 no montante de -8 milhões de euros;
  - Remanescente da correcção de hidraulicidade de 2009, no montante de 20,4 milhões de euros.

Os valores da parcela fixa e da parcela de acerto, no montante de 334,9 milhões de euros, serão entregues mensalmente pela REN à EDP Produção em função da potência contratada facturada nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004.

#### **PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DO ACESSO À REDE DE TRANSPORTE**

O montante de proveitos permitidos à entidade concessionária da RND na actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte é dado pela expressão estabelecida no n.º 1 do Artigo 79.º e no n.º 1 do artigo 81.º do Regulamento Tarifário.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO EM 2011

Actividades desenvolvidas pela entidade concessionária da rede nacional de distribuição

Quadro 6-11 – Proveitos permitidos de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2010	Tarifas 2011
<b>A</b>	<b>Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da UGS</b>	<b>1 055 111</b>	<b>1 630 757</b>
(+)	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Gestão Global do Sistema	543 626	555 341
	Diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial	805 123	1 033 235
	SPRE <sup>FER</sup> <sub>t</sub> Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	651 041	570 400
	SPRE <sup>FENR</sup> <sub>t</sub> Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	154 083	462 835
(+)	<b>CMEC</b>	<b>305 026</b>	<b>427 550</b>
	PF <sub>CMEC,t</sub> Parcela Fixa dos CMEC	85 645	83 067
	Renda anual	81 185	81 185
	Ajustamentos	4 460	1 882
	PÁ <sub>CMEC,t</sub> Parcela de Acerto dos CMEC	116 056	251 835
	Revisibilidade	116 056	249 588
	Ajustamentos	0	2 247
	CP <sub>CMEC,t</sub> Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte	0	0
	PĀ <sub>CMEC,t</sub> Componente de alisamento dos CMEC	144 597	72 248
	Revisibilidade prevista (9/12)	150 052	83 957
	Ajustamentos previstos (9/12)	14 945	-3 673
	Correcção de hidráulicidade (9/12)	-20 400	-8 036
	CH <sub>pol,t-1</sub> Correcção de hidráulicidade	-41 272	20 400
	Custos com a aplicação da tarifa social	124	
(+)	DT <sup>06t</sup> Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006, a recuperar pelo operador da rede de distribuição	14 516	14 330
(+)	DT <sup>07t</sup> Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BTN em 2007, a recuperar pelo operador da rede de distribuição	5 510	5 439
(-)	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	-49 372	43 953
(+)	EST <sub>pol,t</sub> Valor a repercutir nas tarifas resultante de medidas no âmbito da estabilidade tarifária	-668 186	-304 989
	C <sup>Sist</sup> <sub>CVEE,t</sub> Custos no âmbito da sustentabilidade de mercados	-822 214	-445 870
	EST <sup>E</sup> <sub>t</sub> Repercussão nas tarifas de custos ou proveitos ao abrigo da alínea a) do n.º 4 do artigo 2.º do DL 165/2008, de 21 de Agosto	116 992	104 830
	EST <sup>CNEG</sup> <sub>pol</sub> Repercussão nas tarifas de custos ou proveitos ao abrigo da alínea b) do n.º 4 do artigo 2.º do DL 165/2008, de 21 de Agosto	37 036	36 051
(+)	Diferencial positivo ou negativo na actividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (MAT, AT, MT) e BTE		-2 467
	em NT		-1 729
	em BTE		-737
(+)	Sobreproveito associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º2 do artigo 6º do Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de Setembro		-53 729
<b>B</b>	<b>Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da URT</b>	<b>273 360</b>	<b>295 152</b>
(+)	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Transporte de Energia Eléctrica	259 948	289 180
(-)	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	-13 412	-5 972
<b>C</b>	<b>A + B</b>	<b>1 328 471</b>	<b>1 925 909</b>
	Desconto previsto com a aplicação da tarifa social		-4 308

## 6.2 ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

A actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, é regulada por *price cap* com uma evolução indexada à taxa de inflação adicionada dos ganhos de eficiência previstos para o período de regulação.

Para além dos proveitos calculados com base nos parâmetros fixados para este período de regulação, fazem parte dos proveitos permitidos desta actividade, os custos com rendas de concessão, os custos no âmbito de programas de reestruturação de efectivos anteriormente aceites pela ERSE e o diferencial da actualização da taxa de remuneração dos activos.

Além disso, existem incentivos à melhoria do desempenho que efectivamente tenha ocorrido: (i) incentivo à redução do nível de perdas na rede de distribuição e (ii) incentivo à melhoria da qualidade de

serviço, os quais são aceites *a posteriori*, sendo reflectidos nas tarifas com um diferimento de dois anos. Por sua vez, o incentivo à promoção do desempenho ambiental é aceite *a priori* com base no plano apresentado pela empresa antes de cada período de regulação e ajustado ao fim de dois anos de acordo com os relatórios de execução.

#### **CUSTOS COM O PLANO DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL**

Os custos decorrentes de medidas no âmbito da promoção do desempenho ambiental, ascendem a 4 350 milhares de euros.

#### **CUSTOS COM RENDAS DE CONCESSÃO**

Este custo à semelhança dos restantes custos de interesse económico geral passou a ser aceite em base anual e ajustado de acordo com os valores reais.

Para 2011, as rendas de concessão, calculadas de acordo com a nova metodologia iniciada em 2009, estimam-se em 240,7 milhões de euros.

#### **PLANOS DE REESTRUTURAÇÃO DE EFECTIVOS**

O cálculo da renda do Programa de Apoio à Reestruturação (PAR) segue a nova metodologia<sup>5</sup>, já considerada em tarifas 2009, a qual consiste no cálculo do valor por recuperar tendo em conta os custos totais do programa apresentados nos relatórios de execução anual, deduzidos dos custos recuperados nas tarifas (ajustamento sem juros). O montante apurado é dividido pelo número de anos que falta amortizar.

Os valores considerados pela ERSE para cálculo dos proveitos permitidos, para 2011, foram calculados com base na análise do relatório de execução de 2009. De assinalar que os valores apresentados dizem respeito à totalidade do plano, independentemente da empresa onde está registado, ou seja, EDP Distribuição ou EDP SU. De salientar que a partir de 2009, o activo regulatório que se encontrava na EDP SU foi transferido para a EDP Distribuição.

O quadro seguinte sintetiza o montante aceite em termos previsionais dos custos com reestruturação de efectivos para 2011.

---

<sup>5</sup> Metodologia discutida com a EDP Distribuição, em reunião sobre este assunto, e apresentada como proposta pela empresa no relatório de execução de 2007.

**Quadro 6-12 – Custos com plano de reestruturação de efectivos**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Total do Plano	Tarifas 2005	Tarifas 2006	Tarifas 2007 (renda + ajustamento 2005 s/ juros)	Tarifas 2008 (renda + ajustamento 2006 s/ juros)	Tarifas 2009	Tarifas 2010	Valores por recuperar	Anuidades	renda anual T 2011
Plano 2003	146 620	22 253	7 358	7 173	7 362	7 369	7 383	87 722	12	7 310
Plano 2004	290 610	12 801	14 699	31 364	14 539	14 550	14 584	188 073	13	14 467
Plano 2005	40 082	2 651	2 035	1 354	1 975	2 016	2 023	28 027	14	2 002
<b>Total a acrescentar aos proveitos permitidos</b>	<b>477 312</b>	<b>37 705</b>	<b>24 092</b>	<b>39 892</b>	<b>23 876</b>	<b>23 935</b>	<b>23 989</b>	<b>303 822</b>		<b>23 779</b>

Os custos com outros planos de efectivos, Programa de Racionalização de Recursos Humanos (PRRH) e Plano de Ajustamento de Efectivos (PAE) totalizaram 51 428 milhares de euros em 2011, repartidos da seguinte forma:

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	2009 real	T2010	T2011
PRRH	38 867	32 834	26 227
PAE*	24 721	25 644	25 200
<b>Total</b>	<b>63 588</b>	<b>58 478</b>	<b>51 428</b>

\* Exclui os FSE

**DIFERENCIAL DA ACTUALIZAÇÃO DA TAXA DE REMUNERAÇÃO DOS ACTIVOS**

No actual período regulatório o custo de capital é determinado com base na rendibilidade média diária das OT a 10 anos ocorrida, no período compreendido entre 1 de Setembro do ano t-2 e 31 de Agosto do ano t-1, acrescida de 400 pontos base.

Para 2011 a taxa de remuneração do activo a aplicar é de 8,56%. O diferencial de 1 ponto base relativamente ao valor fixado em parâmetros para este período de regulação, implica um acréscimo de proveitos na ordem de 278 milhares de euros.

**PROVEITOS PERMITIDOS NA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA PARA 2011**

O montante de proveitos permitidos à entidade titular de licença vinculada de distribuição na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é dado pela expressão estabelecida no n.º 1 do Artigo 82.º do Regulamento Tarifário.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO EM 2011

Actividades desenvolvidas pela entidade concessionária  
da rede nacional de distribuição

Quadro 6-13 – Proveitos permitidos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

			Unidade 10 <sup>3</sup> EUR	
			Tarifas 2010	Tarifas 2011
1	F <sub>URD,AT/MT</sub>	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	153 889	153 443
2	P <sub>URD,AT/MT</sub>	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/kWh)	0,005821	0,005655
3	E <sub>URD,AT/MT</sub>	Energia eléctrica entregue pela rede de distribuição em AT/MT a clientes vinculados e não vinculados (GWh)	45 000	48 914
4	PEF <sub>URD,AT/MT</sub>	Custos com planos de reestruturação de efectivos	29 705	26 637
5	Amb <sub>URD,AT/MT</sub>	Custos com a promoção do desempenho ambiental	3 392	3 056
6		Impacte da lei 12/2008	0	0
7		Diferencial da actualização da taxa de remuneração do activo	-2 883	184
8	$\Delta_{1,t-2}^D$	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em AT/MT	-28 744	-154
A	$= (1)+(2)\times(3)\times 1000+(4)+(5)+(6)+(7)-(8)$	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	474 793	460 083
9	F <sub>URD,BT</sub>	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	210 043	206 388
10	P <sub>URD,BT</sub>	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/kWh)	0,009940	0,009487
11	E <sub>URD,BT</sub>	Energia eléctrica entregue pela rede de distribuição em BT a clientes vinculados e não vinculados (GWh)	23 720	26 083
12	PEF <sub>URD,BT</sub>	Custos com planos de reestruturação de efectivos	52 762	48 570
13	RC <sub>URD,BT</sub>	Custos com rendas de concessão	239 102	240 740
14	Amb <sub>URD,AT/MT</sub>	Custos com a promoção do desempenho ambiental	1 231	1 294
15		Impacte da lei 12/2008 e parametrização dos contadores para bi-horária	5 148	0
16		Diferencial da actualização da taxa de remuneração do activo	-1 542	94
17	$\Delta_{2,t-2}^D$	ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em BT	-28 091	-20 994
B	$= (9)+(10)\times(11)\times 1000+(12)+(13)+(14)+(15)+(16)$	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	770 612	765 531
C	$R^D = (A) + (B)$	Total de proveitos	1 245 404	1 225 614



## **7 ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO**

O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro atribuiu a licença de comercializador de último recurso a uma sociedade, juridicamente independente das sociedades que exercem as demais actividades no sistema eléctrico nacional, a constituir pela EDP Distribuição Energia, S.A..

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

### **7.1 ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉCTRICA**

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

#### **7.1.1 CUSTOS COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA NOS MERCADOS ORGANIZADOS**

Desde 1 de Julho de 2007, o comercializador de último recurso adquire energia eléctrica para os seus fornecimentos no mercado organizado (MIBEL). À semelhança dos restantes comercializadores, a sua carteira de compras é comparada com a carteira de consumos e são determinados desvios, a liquidar junto do gestor de sistema (acerto de contas). Assim, o comercializador de último recurso deve adquirir, para cada hora de cada dia, a energia correspondente à sua expectativa para os consumos dos seus clientes.

Adicionalmente, o comercializador de último recurso tem a obrigação de adquirir a energia da produção em regime especial, a qual deve assim ser descontada na sua carteira de consumos em cada hora.

Na sequência de medidas legislativas de aprofundamento da integração do MIBEL, o comercializador de último recurso deve adquirir uma parte da sua energia no mercado a prazo (OMIP). As restantes aquisições de energia poderão ser efectuadas nos mercados diário e intra-diário (OMIE) e também através de contratos bilaterais.

O quadro seguinte apresenta a procura agregada dos clientes do comercializador de último recurso, no referencial das aquisições no mercado. A determinação desta procura agregada integra a definição do balanço de energia para o ano de 2011, em consistência com a previsão de consumos no mercado regulado e com o nível previsto de perdas nas redes.

**Quadro 7-1 – Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da sua procura**

Unidade: GWh

	Real		Proposta EDP Serviço Universal Junho 2010		ERSE Tarifas 2011		ERSE - Empresa Tarifas 2011	
	2008	2009	2010	2011	2010	2011	2010	2011
+ Energia comprada nos mercados organizados	31 639	24 860	17 489	5 891	19 667	11 513	2 178	5 622
+ CESUR	6 214	1 828	0	0	0	0	0	0
+ Produção em regime especial	11 578	14 386	16 768	17 408	15 701	16 331	-1 067	-1 077
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	3 507	2 826	2 957	2 381	2 928	2 552	-29	171
	8,04%	7,79%	9,76%	11,51%	9,44%	10,30%		
- Perdas na rede de Transporte (perdas/fornecimentos)	634	622	411	233	495	319	84	86
	1,4%	1,7%	1,3%	1,1%	1,5%	1,3%		
<b>Total das aquisições</b>	<b>49 431</b>	<b>41 073</b>	<b>34 257</b>	<b>23 299</b>	<b>35 368</b>	<b>27 844</b>	<b>1 111</b>	<b>4 545</b>

A estrutura das aquisições de energia pelo CUR resultou das previsões da empresa, corrigidas para o nível de procura considerado nas tarifas.

**AQUISIÇÕES DE ENERGIA ELÉCTRICA À PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL**

No Quadro 7-2 apresenta-se o custo médio unitário de aquisição de energia eléctrica à PRE previsto para 2011 por tecnologia e respectivas quantidades de energia.

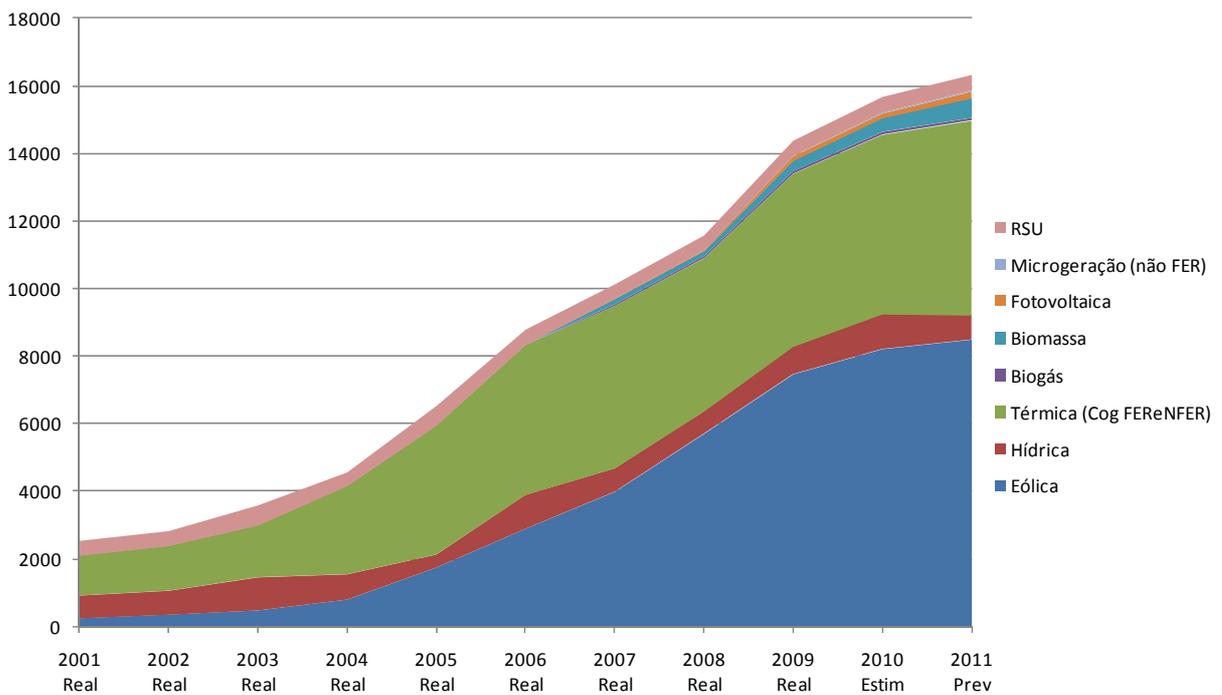
**Quadro 7-2 – Custo de aquisição de energia eléctrica à PRE**

	Tarifas 2011				
	GWh	Preço médio de aquisição €/MWh	Custo total 10 <sup>3</sup> EUR	Preço médio de referência €/MWh	Sobrecusto PRE 10 <sup>3</sup> EUR
<b>DL 90/2006</b>	<b>10 517</b>	<b>95,03</b>	<b>999 391</b>		<b>509 297</b>
Eólicas	8 478	90,54	767 579	46,60	372 518
Hídricas	728	88,24	64 202	46,60	30 298
Biogás	70	106,54	7 458	46,60	4 196
Biomassa	586	106,64	62 521	46,60	35 199
Fotovoltaica e energia ondas	200	304,94	60 987	46,60	51 667
RSU	456	80,45	36 644	46,60	15 417
<b>Fora DL 90/2006</b>	<b>5 813</b>	<b>102,30</b>	<b>594 735</b>		<b>323 827</b>
Cogeração	5 776	99,99	577 506		308 355
Cogeração	4 216	103,23	435 188	46,60	238 737
Cogeração FER	1 560	91,23	142 317	46,60	69 618
Microgeração	38	457,00	17 229	46,60	15 472
<b>Total da produção em regime especial</b>	<b>16 331</b>	<b>97,62</b>	<b>1 594 126</b>		<b>833 124</b>

A Figura 7-1 apresenta as quantidades ocorridas da PRE por tecnologia no período de 2001 a 2009, o valor estimado para 2010 e a previsão implícita no cálculo das tarifas de 2011. Constata-se o forte crescimento que atingiu uma taxa média anual de 24% no período 2001 a 2009. A estimativa para 2010

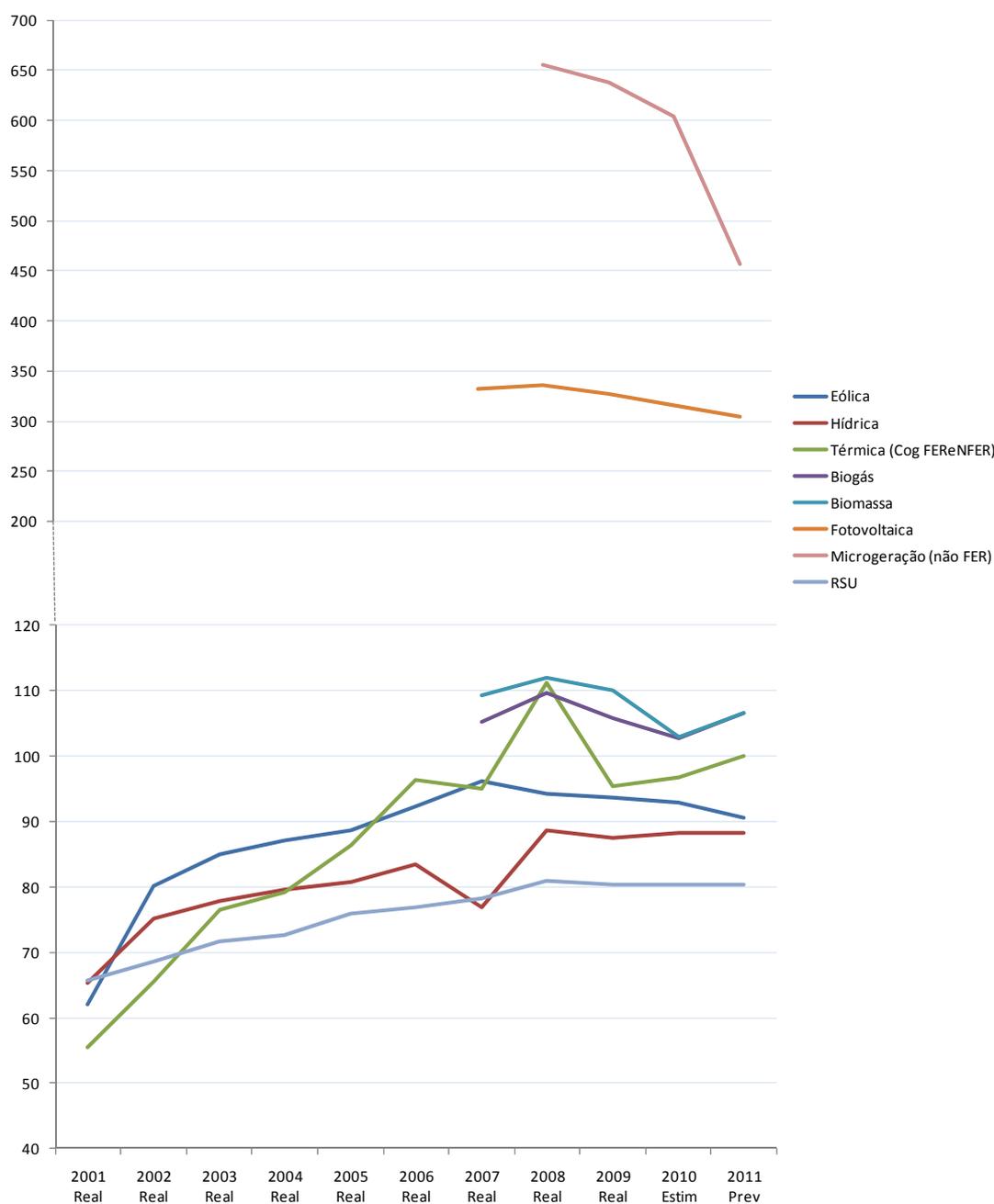
e a previsão para 2011 apontam para taxas de crescimento mais moderadas que se deverão situar nos 9% e nos 4%, respectivamente.

**Figura 7-1 – Evolução das quantidades da PRE por tecnologia [GWh]**



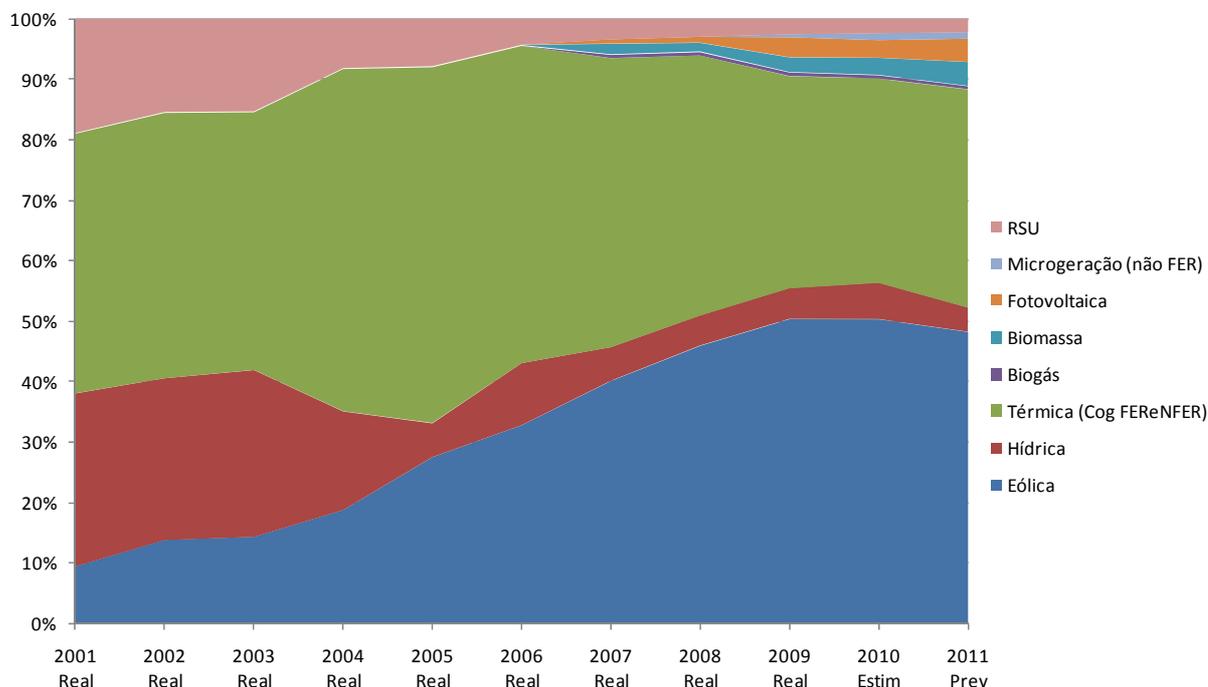
A Figura 7-2 apresenta a evolução do preço unitário da PRE por tecnologia entre 2001 e 2009 (valores ocorridos), estimativa para 2010 e previsão para 2011. Em termos unitários os preços médios de energia apresentaram entre 2001 e 2009 uma taxa média anual de crescimento de 6%. Para 2010 e 2011 as taxas de crescimento deverão situar-se na ordem dos 5%.

Figura 7-2 – Evolução Preço Unitário PRE por tecnologia [€/MWh]



A Figura 7-3 apresenta o peso de cada tecnologia no custo total da PRE. Verifica-se que as tecnologias com maior produção (Eólica e Cogeração) são também as que apresentam um maior peso no total dos custos da PRE. Destaca-se também o peso cada vez menor dos custos com a produção a partir de recursos hídricos e de resíduos sólidos urbanos (RSU), a par alargamento do *mix* de produção renovável a outras tecnologias, sobretudo a partir de 2006, como são o caso da biomassa, fotovoltaica e mais recentemente da microgeração.

**Figura 7-3 – Peso de cada tecnologia no custo total da PRE**



## PREÇO DE MERCADO

Os pressupostos subjacentes ao preço médio de aquisição do CUR para 2011, 46,6 €/MWh, estão apresentados no ponto 2.3.

### 7.1.2 AJUSTAMENTOS

Para além dos proveitos permitidos do ano são ainda recuperados por esta actividade os seguintes ajustamentos:

4. Os ajustamentos por aplicação da tarifa de Energia em 2009.
5. O ajustamento da aditividade tarifária de 2009.
6. O ajustamento provisório da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, referente ao ano de 2010.

Uma análise mais aprofundada destes valores encontra-se no documento “Ajustamentos referentes a 2009 e 2010 a repercutir nas tarifas de 2011”.

O quadro seguinte sintetiza o montante de ajustamentos referentes a 2009 e 2010.

**Quadro 7-3 – Ajustamentos do comercializador de último recurso**

	Unidade 10 <sup>3</sup> EUR
	<b>Tarifas 2011</b>
Valor previsto para o ajustamento dos custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, referente a 2010	383 426
Ajustamento dos custos com a actividade de Compra e Venda de energia Eléctrica, relativo a 2009	27 563
Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas referente a 2009	34 881
<b>Total de ajustamentos a incorporar nos proveitos para 2011</b>	<b>445 870</b>

Nota: Um ajustamento com sinal positivo significa um valor a devolver pela empresa

Estes montantes ao abrigo do artigo 84.º são devolvidos na tarifa de uso global do sistema do operador da rede de distribuição.

**CUSTOS COM A ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉCTRICA PARA 2010**

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

Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula foram considerados os valores do Quadro 7-4.

**Quadro 7-4 - Custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica**

Unidade 10<sup>3</sup> EUR

		Tarifas 2010	Tarifas 2011
+	Custos permitidos com aquisição de energia eléctrica, para fornecimento dos clientes	1 762 131	1 319 793
+	Custo com a aquisição de energia eléctrica através de contratos bilaterais	0	0
+	Custo com a aquisição de energia eléctrica nos mercados organizados	990 754	536 517
+	Custo com a aquisição de energia eléctrica através de leilões	0	0
+	Outros custos (custos com serviços do sistema)	26 455	22 275
+	Custos com a aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime especial (exclui o sobrecusto)	744 922	761 002
+	Custos de funcionamento afectos à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica e aceites pela ERSE, previstos para o ano <i>t</i>	9 507	12 854
-	Valor previsto para o ajustamento dos custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, no ano <i>t-1</i> a incorporar no ano <i>t</i>	1 044 201	383 426
-	Ajustamento no ano <i>t</i> dos custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, relativo ao ano <i>t-2</i>	-206 205	27 563
-	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas a incorporar nos proveitos do ano <i>t</i> .	-15 783	34 881
=	<b>Total dos proveitos da compra e venda de energia eléctrica do CUR</b>	<b>949 423</b>	<b>886 778</b>
+	Ajustamentos positivos ou negativos ao abrigo da alínea a) do n.º 2 do artigo 2.º do DL 165/2008, de 21 de Agosto		
+	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos da sustentabilidade de mercados	822 214	445 870
=	<b>Total dos proveitos da compra e venda de energia eléctrica a recuperar com a Tarifa de Energia</b>	<b>1 771 637</b>	<b>1 332 648</b>

## 7.2 ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DO ACESSO ÀS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

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

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

O montante de custos com a actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, em 2011 do comercializador de último recurso é dado pela expressão do Artigo 85.º do Regulamento Tarifário.

Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula foram considerados os valores do Quadro 7-5.

**Quadro 7-5 – Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição**

	Unidade 10 <sup>3</sup> EUR	
	Tarifas 2010	Tarifas 2011
Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano $t$	929 526	1 132 907
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano $t$	192 611	159 206
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano $t$	1 023 688	887 733
<b>Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, previstos para o ano <math>t</math></b>	<b>2 145 826</b>	<b>2 179 845</b>

### 7.3 ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

A actividade de Comercialização é regulada com base em incentivos: nível de eficiência dos custos associados aos processos comerciais e limitação dos restantes custos à inflação. Os proveitos incluem ainda uma margem que tem como objectivo a reposição dos custos das necessidades financeiras resultantes do desfasamento temporal entre os prazos médios de pagamentos e os prazos médios de recebimentos associados às actividades reguladas do comercializador de último recurso.

Os proveitos permitidos da actividade de Comercialização, como já referido, recuperam os custos incorridos na actividade e repercutem os desvios de dois anos anteriores. Na perspectiva de uma saída gradual dos consumidores para o mercado, os proveitos desta actividade já contemplavam um termo fixo, de forma a recuperar os custos que não diminuem com a quebra da actividade.

Desta forma, de acordo com as alterações previstas no Regulamento Tarifário, os proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa de comercialização passam a ser calculados com base na tarifa do ano anterior acrescida de um factor de actualização. Posteriormente, esse valor é comparado com o valor dos proveitos permitidos, sendo a diferença transferida para a UGS.

**PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO**

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

Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula foram considerados os valores do Quadro 7-6.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO EM 2011

Actividades desenvolvidas pelo comercializador de último recurso

Quadro 7-6 – Proveitos permitidos à actividade de Comercialização

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		Tarifas 2010	Tarifas 2011	
1	$F_{CNT}$	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT (MAT, AT e MT)	256	136
2	$V_{CNT}$	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT (€/consumidor)	72,055	72,639
3	$E_{CNT}$	Número de consumidores médio, em NT	9 127	4 271
4	$PEF_{CNT}$	Custos com planos de reestruturação de efectivos	0	0
5	$\dot{r}_c / 365 \times (R_{ENT}^{CR} + R_{CVATD,NT}^{CR}) \times f_c$	Reposição do custo das necessidades financeiras em NT	2 785	1 064
	$\dot{r}_c$	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em dias)	17	15
	$R_{ENT}^{CR}$	Custos com a actividade de CVEE afectos a NT	532 803	179 263
	$R_{CVATD,NT}^{CR}$	Proveitos permitidos da CVATD afectos a NT	174 139	122 743
	$f_c$	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras	8,39%	8,56%
6	$Z_{CNT,t+1}$	Custos ocorridos no ano $t-1$ , não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano $t$	0	0
7	$\Delta R_{CNT,t+2}^{CR}$	Ajustamento no ano $t$ , dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano $t+2$ em NT	434	2 010
A	$R_{CNT}^{CR} = (1) + (2) \times (3) / 1000 + (4) + (5) + (6) - (7)$	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT	3 245	-500
B		Diferencial positivo ou negativo na actividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (MAT, AT, MT)		-1 729
C	A-B	Proveitos a recuperar pela actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT		1 229
8	$F_{CBTE}$	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	49	51
9	$V_{CBTE}$	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE (€/consumidor)	7,075	6,940
10	$E_{CBTE}$	Número de consumidores médio, em BTE (milhares)	26 239	11 513
11	$PEF_{CBTE}$	Custos com planos de reestruturação de efectivos	0	0
12	$\dot{r}_c / 365 \times (R_{EBTE}^{CR} + R_{CVATD,BTE}^{CR}) \times f_c$	Reposição do custo das necessidades financeiras em BTE	1 195	513
	$\dot{r}_c$	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em dias)	17	15
	$R_{EBTE}^{CR}$	Custos com a actividade de CVEE afectos a BTE	165 315	70 385
	$R_{CVATD,BTE}^{CR}$	Proveitos permitidos da CVATD afectos a BTE	140 491	75 451
	$f_c$	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras	8,39%	8,56%
13	$Z_{CBTE,t+1}$	Custos ocorridos no ano $t-1$ , não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano $t$	0	0
14	$\Delta R_{CBTE,t+2}^{CR}$	Ajustamento no ano $t$ , dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano $t+2$ em BTE	94	792
D	$R_{CBTE}^{CR} = (8) + (9) \times (10) + (11) + (12) + (13) - (14)$	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	1 335	-147
E		Diferencial positivo ou negativo na actividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em BTE		-737
F	D-E	Proveitos a recuperar pela actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE		590
15	$F_{CBTN}$	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BT	17 272	16 468
16	$V_{CBTN}$	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BT (€/consumidor)	12,357	12,160
17	$E_{CBTN}$	Número de consumidores médio, em BT (milhares)	5 561 557	5 623 516
18	$PEF_{CBTN}$	Custos com planos de reestruturação de efectivos	0	0
19	$\dot{r}_c / 365 \times (R_{EBTN}^{CR} + R_{CVATD,BT}^{CR}) \times f_c$	Reposição do custo das necessidades financeiras em BT	6 216	5 031
	$\dot{r}_c$	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em dias)	9	7
	$R_{EBTN}^{CR}$	Custos com a actividade de CVEE afectos a BT	1 073 519	1 083 020
	$R_{CVATD,BTN}^{CR}$	Proveitos permitidos da CVATD afectos a BT	1 932 044	1 981 640
	$f_c$	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras	8,39%	8,56%
20	$Z_{CBTN,t+1}$	Custos ocorridos no ano $t-1$ , não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano $t$	4 302	0
21	$\Delta R_{CBTN,t+2}^{CR}$	Ajustamento no ano $t$ , dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano $t+2$ em BT	247	3 246
G	$R_{CBTN}^{CR} = (15) + (16) \times (17) + (18) + (19) + (20) - (21)$	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BT	96 267	86 635
H	A + D + G	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	100 847	85 987
I	B+E	Diferencial positivo ou negativo na actividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (MAT, AT, MT) e BTE		-2 467
J	H-I	Proveitos a recuperar pela actividade de Comercialização de Energia Eléctrica		88 454
		Sobreproveito associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º2 do artigo 6º do Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de Setembro		-53 729

#### **7.4 SOBREPROVEITO PELA APLICAÇÃO DA TARIFA TRANSITÓRIA**

O Sobreproveito associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º2 do artigo 6º do Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de Setembro, ascende a 53 729 milhares de euros.

Conforme mencionado no ponto 3, este é um valor a recuperar pelo CUR, sendo transferido para o operador da rede de distribuição para ser repercutido por todos os clientes através da tarifa de UGS.



## 8 PROVEITOS PERMITIDOS PARA 2011 NO CONTINENTE

Quadro 8-1 – Proveitos permitidos em 2011 por actividade no Continente

Unidade: 10<sup>6</sup> EUR

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

## 9 ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

A EDA desenvolve actividades relacionadas com a produção, a distribuição e a comercialização de energia eléctrica, adquirindo ainda energia eléctrica a produtores independentes.

A regulação da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema é baseada em custos aceites numa base anual e remuneração dos activos líquidos afectos a esta actividade. A regulação das actividades de Distribuição de Energia Eléctrica e de Comercialização de Energia Eléctrica passou, em 2009, a ser efectuada através de uma metodologia de apuramento de proveitos permitidos por *price cap*, tendo-se definido à partida um proveito máximo unitário que evolui ao longo do período de regulação de acordo com a evolução do índice de preços implícito no PIB (variação anual terminada no 2º trimestre de 2010 que corresponde a 0,5%), deduzido de um factor eficiência definido pela ERSE.

A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar às actividades de Distribuição de Energia Eléctrica e Comercialização de Energia Eléctrica foi realizada no documento “Parâmetros de regulação e custo de capital para o período 2009 a 2011”, publicado pela ERSE em Dezembro de 2008.

### 9.1 ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

Uma regulação baseada em custos e investimentos aceites, como é o caso da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, determina que, tanto os custos, como os investimentos propostos pelas empresas sejam convenientemente justificados.

A informação enviada pela EDA, respeitante aos anos de 2009 a 2011, está de acordo com o solicitado, e inclui:

- Balanços de energia eléctrica.
- Investimentos e participações.
- Informação económica, nomeadamente, os custos e proveitos e os imobilizados líquidos em exploração.
- Documentos justificando os custos apresentados, bem como os *drivers* de imputação de custos utilizados pela EDA.

A informação enviada está desagregada de acordo com as necessidades da regulação, tal como previsto nas normas complementares publicadas pela ERSE, tendo a empresa respondido satisfatoriamente a todas as questões colocadas pela ERSE e que resultaram quer da análise da informação recebida, quer das necessidades de informação adicional.

A ERSE decidiu, na elaboração das tarifas para 2011, tomar as seguintes opções:

- Considerar o deflator do PIB de 2,0%.
- Não aceitar o montante de indemnizações por despedimento, à semelhança das decisões tomadas para Portugal Continental.
- Remunerar os activos líquidos afectos à taxa de rendibilidade média das OT a 10 anos, ocorrida entre 1 de Setembro de 2009 e 31 de Agosto de 2010 (4,56%), acrescida de 300 pontos base.

O impacte destas alterações nos custos aceites da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, relativamente às previsões da empresa para 2011, não foram materialmente relevantes.

O Quadro 9-1 sintetiza a informação enviada pela EDA para a actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.

Da análise do quadro verifica-se um decréscimo dos proveitos permitidos, relativamente às tarifas de 2010, em 13,6%, que advém sobretudo do impacte do ajustamento de 2009 (24 869 milhares de euros).

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO EM 2010

Actividades desenvolvidas pela entidade concessionária  
do transporte e distribuição da RAA

Quadro 9-1 - Proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema de 2008 a 2011

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

EDA - Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Tarifas 2008	T2008 / T2007	2008 Real	2008/2007	2008 / T2008	Tarifas 2009	T2009 / T2008	2009 Real	2009/2008	2009 / T2009	Tarifas 2010	T2010 / T2009	2011 em 2010	Tarifas 2011	T2011 / 2011 EDA	T2011 / T2010
	(1)		(2)		[(2) - (1)] / (1)	(3)	[(3) - (1)] / (1)	(4)	[(4) - (2)] / (2)	[(4) - (3)] / (3)	(5)	[(5) - (3)] / (3)	(6)	(7)	[(7) - (6)] / (6)	[(7) - (5)] / (5)
<b>CUSTOS</b>																
Energia Eléctrica	16 887	0,4%	18 270	-0,1%	8,2%	18 750	110%	18 681	2,2%	-0,4%	20 070	7,0%	20 147	20 147	0,0%	0,4%
Combustíveis	50 455	-10,1%	64 463	35,1%	27,8%	76 537	517%	48 916	-24,1%	-36,1%	48 124	-37,1%	79 501	72 303	-9,1%	50,2%
Lubrificantes	1258	33,0%	1051	14,0%	-16,4%	1227	-2,4%	1156	10,0%	-5,7%	1299	5,9%	869	869	0,0%	-33,1%
Amónia	1258	6,5%	536	1736,5%	-57,4%	1346	7,0%	551	2,7%	-59,1%	1389	3,2%	34	34	0,0%	-97,6%
<b>CUSTOS DE ENERGIA (A)</b>	<b>69 858</b>	<b>-6,9%</b>	<b>84 321</b>	<b>25,9%</b>	<b>20,7%</b>	<b>97 860</b>	<b>40,1%</b>	<b>69 304</b>	<b>-17,8%</b>	<b>-29,2%</b>	<b>70 882</b>	<b>-27,6%</b>	<b>100 551</b>	<b>93 353</b>	<b>-7,2%</b>	<b>31,7%</b>
Materiais Diversos	1764	19%	2 715	52,1%	53,9%	1841	4,4%	3 713	36,8%	1017%	2 614	42,0%	2 622	2 622	0,0%	0,3%
FSE	2 389	2,6%	3 753	59,1%	57,1%	2 438	2,1%	4 435	18,2%	819%	4 086	67,6%	4 411	4 138	-0,1%	1,3%
Pessoal	10 705	-5,1%	10 758	-0,8%	0,5%	10 374	-3,1%	11 526	7,1%	11,1%	10 736	3,5%	12 004	12 004	0,0%	11,8%
Outros Custos (inclui custos com licenças de CO <sub>2</sub> )	517	-84,8%	174	-22,9%	-66,3%	192	-62,9%	158	-9,1%	-17,3%	114	-40,6%	279	168	-39,9%	47,4%
<b>Total (B)</b>	<b>15 375</b>	<b>-18,0%</b>	<b>17 400</b>	<b>14,3%</b>	<b>13,2%</b>	<b>14 845</b>	<b>-3,4%</b>	<b>19 833</b>	<b>14,0%</b>	<b>33,6%</b>	<b>17 550</b>	<b>18,2%</b>	<b>19 046</b>	<b>18 932</b>	<b>-0,6%</b>	<b>7,9%</b>
<b>PROVEITOS</b>																
Prestações Serviços	0	-100,0%	0			0		0			0		0	0		
Outros (inclui proveitos com licenças de CO <sub>2</sub> atribuída a título gratuito)	395	-89,2%	959	551,7%	143,0%	164	-58,5%	139	-85,5%	-15,1%	428	161,2%	141	141	0,0%	-67,0%
<b>Total (C)</b>	<b>395</b>	<b>-91,8%</b>	<b>959</b>	<b>551,7%</b>	<b>143,0%</b>	<b>164</b>	<b>-58,5%</b>	<b>139</b>	<b>-85,5%</b>	<b>-15,1%</b>	<b>428</b>	<b>161,2%</b>	<b>141</b>	<b>141</b>	<b>0,0%</b>	<b>-67,0%</b>
<b>CUSTOS CONTROLÁVEIS DE EXPLORAÇÃO (D) = (B) - (C)</b>	<b>14 981</b>	<b>7,7%</b>	<b>16 441</b>	<b>9,1%</b>	<b>9,7%</b>	<b>14 682</b>	<b>-2,0%</b>	<b>19 694</b>	<b>19,8%</b>	<b>34,1%</b>	<b>17 122</b>	<b>16,6%</b>	<b>18 905</b>	<b>18 790</b>	<b>-0,6%</b>	<b>9,7%</b>
Provisões líquidas das utilizações do exercício	0		-40	-223,6%		0		-5	-87,2%		0		0	0		-100,0%
Amortizações do exercício deduzidas das amortizações do imobilizado participativa	9 798	-110%	8 960	13%	-8,6%	10 687	9,1%	10 087	12,6%	-5,6%	12 020	12,5%	12 714	12 714	0,0%	5,8%
<b>CUSTOS NÃO CONTROLÁVEIS (E)</b>	<b>9 798</b>	<b>-11,0%</b>	<b>8 920</b>	<b>0,4%</b>	<b>-9,0%</b>	<b>10 687</b>	<b>9,1%</b>	<b>10 082</b>	<b>13,0%</b>	<b>-5,7%</b>	<b>12 020</b>	<b>12,5%</b>	<b>12 714</b>	<b>12 714</b>	<b>0,0%</b>	<b>5,8%</b>
<b>TOTAL DE CUSTOS (F) = (A) + (D) + (E)</b>	<b>94 637</b>	<b>-5,3%</b>	<b>109 682</b>	<b>20,6%</b>	<b>15,9%</b>	<b>123 229</b>	<b>30,2%</b>	<b>99 080</b>	<b>-9,7%</b>	<b>-19,6%</b>	<b>100 024</b>	<b>-18,8%</b>	<b>132 170</b>	<b>124 857</b>	<b>-5,5%</b>	<b>24,8%</b>
<b>AJUSTAMENTO t-2 (G)</b>	<b>-18 561</b>		<b>-18 561</b>			<b>12 600</b>		<b>12 600</b>			<b>-17 847</b>		<b>27 261</b>	<b>25 215</b>		<b>-241,3%</b>
<b>REMUNERAÇÃO DO ACTIVO</b>																
Valor(H)	11354	7,7%	9 812	-4,0%	-13,6%	12 595	10,9%	10 522	7,2%	-16,5%	13 146	4,4%	12 497	13 122	5,0%	-0,2%
Taxa de remuneração (2)	7,0%		6,8%			7,6%		7,6%			7,4%		7,2%	7,6%		2,8%
<b>VENDAS DE ENERGIA ELÉCTRICA / PROVEITOS PERMITIDOS (I)</b>	<b>124 552</b>	<b>4,6%</b>	<b>138 055</b>	<b>25,9%</b>	<b>10,8%</b>	<b>123 328</b>	<b>-1,0%</b>	<b>95 305</b>	<b>-31,0%</b>	<b>-22,7%</b>	<b>131 017</b>	<b>6,2%</b>	<b>117 406</b>	<b>112 814</b>	<b>-3,9%</b>	<b>-13,9%</b>
Facturação ao cliente final	68 960		66 854			75 187		71 622			75 487		76 441	82 839		9,7%
Compensação tarifária	55 592		55 592			48 442		48 442			55 451		54 526	29 975		-45,9%
Desvio a recuperar em t+2	0		16 593			0		-24 176			79		-13 561	0		-100,0%
Aditividade Tarifária	0		-985			0		-283			0		0	0		
<b>Activos a remunerar (valor médio)</b>	<b>162 915</b>	<b>8,2%</b>	<b>159 188</b>	<b>9,1%</b>	<b>-2,3%</b>	<b>166 791</b>	<b>2,4%</b>	<b>139 084</b>	<b>-12,6%</b>	<b>-16,6%</b>	<b>186 576</b>	<b>11,9%</b>	<b>186 170</b>	<b>173 565</b>	<b>-6,8%</b>	<b>-7,0%</b>
Imobilizado incorpóreo líquido de amortizações (+)	0		0			-29		223			-50		2 540	95		
Imobilizado corpóreo líquido de amortizações (+)	189 126		188 194			184 158		166 251			212 154		209 811	197 222		
Imobilizado Participativo Líquido (-)	26 211		29 006			27 338		27 390			25 528		26 180	23 752		

## 9.1.1 CUSTOS DE ENERGIA

### CUSTOS DOS COMBUSTÍVEIS

No Quadro 9-2 apresentam-se os custos unitários variáveis da energia eléctrica emitida pelas centrais térmicas da EDA. O custo unitário variável da energia eléctrica emitida pelas centrais da EDA considerado nas tarifas para 2011 é superior em cerca de 40% face ao previsto nas tarifas de 2010, sendo inferior ao estimado para 2010 em cerca de 5%.

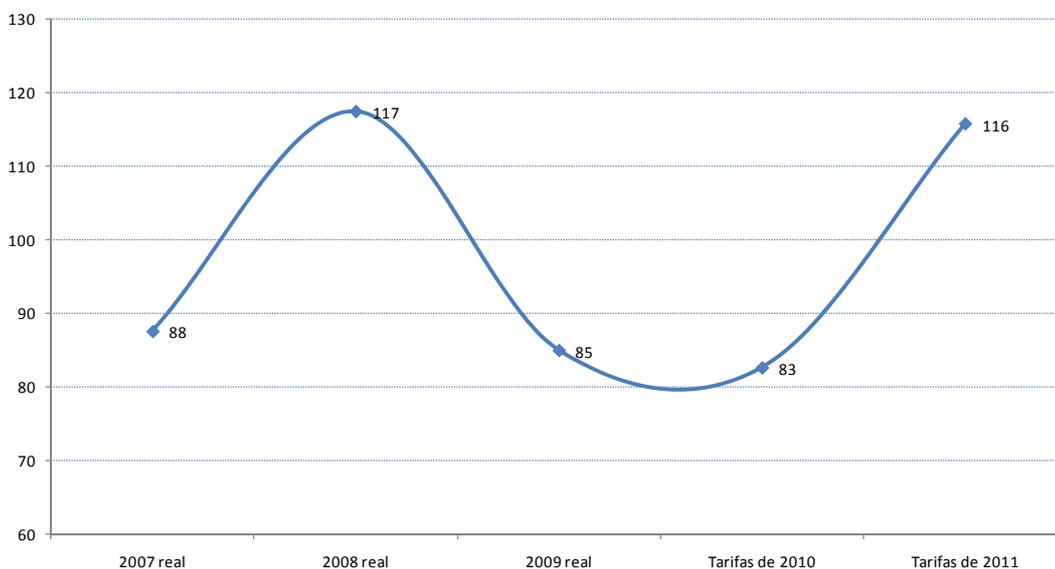
**Quadro 9-2 - Custos unitários variáveis da energia eléctrica emitida pelas centrais térmicas da EDA**

Unidade (*)	2009 real	2009 considerado para ajustamento	Tarifas de 2010	2010 em 2010 (EDA)	Evolução anual %	2011 em 2010 (EDA)	Tarifas de 2011	Evolução anual %	Evolução anual %	
	(1)		(2)	(3)	$[(3)-(1)]/(1)$	(4)	(5)	$[(5)-(2)]/(2)$	$[(5)-(3)]/(3)$	
Custo unitário variável das centrais térmicas da EDA	EUR/MWh	85,0	85,0	82,6	121,6	43%	127,1	115,7	40%	-5%

Nota: (\*) A energia emitida pelas centrais térmicas é estimada com base na repartição dos consumos próprios totais pelas centrais.

Fonte: EDA; ERSE

**Figura 9-1 – Custo unitário variável das centrais térmicas da EDA (EUR/MWh)**



Os preços com os combustíveis têm sofrido uma grande volatilidade, aumentando significativamente a dificuldade em estabelecer previsões e estimativas.

Em 2010 foi realizado o estudo “Custos de Referência e Metas de Eficiência para a aquisição de fuelóleo nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira” com o objectivo de se proceder à definição de metas

de eficiência da EDA e da EEM na actividade de aquisição do fuelóleo, no contexto particular em que estas empresas desenvolvem esta actividade.

Este estudo encontra-se actualmente em fase de conclusão tendo sido utilizado pela ERSE, no âmbito da definição dos proveitos permitidos da EDA para o ano de 2011, como referência para a definição dos custos eficientes com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização do fuelóleo, previstos consumir no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica de acordo, com o artigo 88.º do Regulamento Tarifário. A aplicação desta metodologia para 2011 traduz-se numa redução dos custos com o fuelóleo em cerca de 3,4 milhões de euros (cerca de 47% do total de custos não aceites com a aquisição de fuelóleo na EDA).

Com base em valores provisórios, o Quadro 9-3 evidencia o cálculo do custo unitário do fuelóleo previsto para as tarifas de 2011.

**Quadro 9-3 - Determinação do custo com o fuelóleo (EUR/t)**

		2010 em 2010 EDA (1)	2011 em 2010 EDA (2)	Tarifas de 2011 (3)	Desvio (4) = ((3)-(2)) / (2)
<b>FO 1%</b>	<b>USD/ton</b>	501,00	540,00	499,68	
<b>FO 1%</b>	<b>€/ton</b>	400,80	425,20	393,45	
<b>RAA FO 380</b>	<b>€/ton</b>	453,30	477,70	435,87	
<b>Go 0,1%</b>	<b>USD/tion</b>	712,00	771,00	771,00	
<b>RAA FO 100</b>	<b>€/ton</b>	482,33	508,98	482,70	
<b>Taxa de câmbio</b>	<b>€/ton</b>	1,25	1,27	1,27	
<b>Taxa de inflação</b>	<b>%</b>	1,00	1,80	0,00	
<b>Recepção, armazenamento e transporte SMG</b>	<b>€/ton</b>	35,57	37,61	4,97	
<b>Recepção, armazenamento e transporte TER</b>	<b>€/ton</b>	58,17	59,19	42,42	
<b>Recepção, armazenamento e transporte PIC</b>	<b>€/ton</b>	130,03	132,07	132,07	
<b>Recepção, armazenamento e transporte FAI</b>	<b>€/ton</b>	116,61	118,65	118,65	
<b>FO 380 centrais EDA SMG</b>	<b>€/ton</b>	<b>488,87</b>	<b>515,31</b>	<b>440,84</b>	<b>-14%</b>
<b>FO 380 centrais EDA TER</b>	<b>€/ton</b>	<b>511,47</b>	<b>536,89</b>	<b>478,30</b>	<b>-11%</b>
<b>FO 110 centrais EDA PIC</b>	<b>€/ton</b>	<b>612,36</b>	<b>641,05</b>	<b>614,77</b>	<b>-4%</b>
<b>FO 110 centrais EDA FAI</b>	<b>€/ton</b>	<b>598,94</b>	<b>627,63</b>	<b>601,35</b>	<b>-4%</b>

O Quadro 9-4 apresenta os custos unitários dos combustíveis para produção de energia eléctrica na RAA.

**Quadro 9-4 - Custo unitário dos combustíveis**

Unidade	2009 real	2009 aceite ERSE	Tarifas de 2010	2010 em 2010 (EDA)	Evolução anual %	2011 em 2010 (EDA)	Tarifas de 2011	Evolução anual %	Evolução anual %	
	(1)		(2)	(3)	[(3)-(1)]/(1)		(4)	[(4)-(2)]/(2)	[(4)-(3)]/(3)	
Custos unitário do fuelóleo	EUR/t	345	345	338	516	50%	543	482	43%	-7%
Custos unitário do gasóleo	EUR/kl	445	445	445	634	42%	664	664	49%	5%

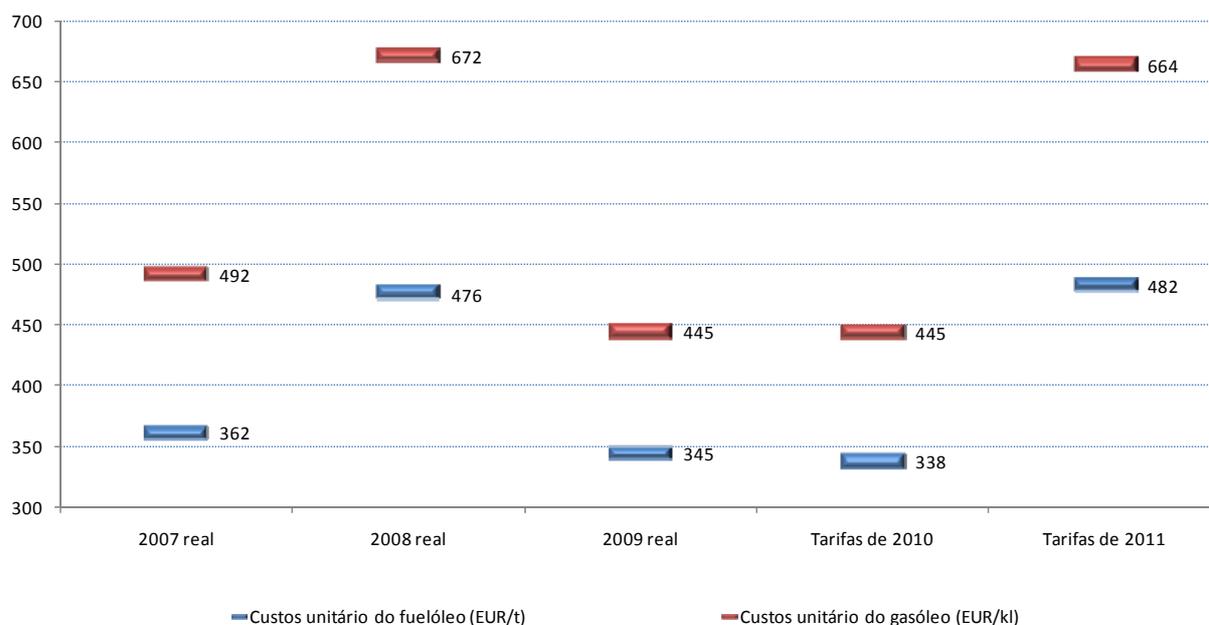
Fonte: EDA, ERSE

Observa-se que no ano de 2009, os custos unitários com combustíveis atingiram valores de 345 EUR/t e 445 EUR/kl, respectivamente para o fuelóleo e para o gasóleo. As previsões implícitas nas tarifas de 2010 ficaram ao mesmo nível dos valores ocorridos em 2009. No entanto, as últimas estimativas da EDA para o ano de 2010, bem como as previsões da empresa para 2011 revelam valores substancialmente superiores.

Para o cálculo dos proveitos permitidos de 2011, a ERSE aceitou valores dos custos unitários de aquisição de fuel inferiores aos previstos pela EDA em cerca e 11%. No caso do gasóleo foram aceites as previsões apresentadas pela EDA para 2011 (664 EUR/kl).

A Figura 9-2 permite visualizar para o período 2007 a 2011, as variações referidas anteriormente ao nível dos custos unitários com combustíveis consumidos pela EDA para produção de energia eléctrica.

**Figura 9-2 – Custos unitários dos combustíveis para produção de energia eléctrica ocorrido e previstos**



**CUSTO DA ENERGIA ELÉCTRICA ADQUIRIDA**

O custo unitário da energia eléctrica adquirida aos produtores do sistema eléctrico independente (SIA), prevê-se que este cresça em 2011, face ao estimado para 2010, em 2%, como mostra o Quadro 9-5. Estes são custos totais, incorporando, para além dos custos variáveis, os custos referentes à amortização e à remuneração do investimento.

**Quadro 9-5 - Custo unitário da energia eléctrica adquirida aos produtores do sistema independente**

Unidade	2009 real	2009 aceite ERSE	Tarifas de 2010	2010 em 2010 (EDA)	Evolução anual %	2011 em 2010 (EDA)	Tarifas de 2011	Evolução anual %	Evolução anual %	
	(1)		(2)	(3)	[(3)-(1)]/(1)	(4)	(5)	[(5)-(2)]/(2)	[(5)-(3)]/(3)	
Custo unitário SIA	EUR/MWh	86,7	86,7	88,8	87,3	2%	89,0	89,0	0%	2%

Fonte: EDA; ERSE

Grande parte da energia eléctrica adquirida ao SIA tem origem em fontes de energia renováveis, sendo a sua evolução independente dos preços dos combustíveis, ao contrário dos custos com a energia eléctrica adquirida às centrais térmicas da EDA.

Num cenário de custos com preços de combustíveis elevados a energia eléctrica adquirida ao SIA torna-se competitiva. Em 2009, o custo variável unitário das centrais da EDA aceite no ajustamento situou-se nos 85,0 EUR/MWh, enquanto o custo unitário da energia eléctrica adquirido ao SIA atingiu os 86,7 EUR/MWh. Para as tarifas de 2011, a situação inverte-se sendo o custo das centrais térmicas de 115,7 EUR/MWh e o custo da energia adquirida ao SIA de 89,0 EUR/MWh.

Apresenta-se no Quadro 9-6 o custo da energia eléctrica adquirida desagregado por tipo de tecnologia, ocorrido em 2009, e compara-se com os valores estimados pela EDA para 2010 e previstos para 2011.

O aumento previsto pela empresa para 2011, na ordem dos 10,2%, deve-se aos aumentos previstos de 1,9% ao nível dos custos unitários e de 8,1% ao nível das quantidades de energia adquirida.

**Quadro 9-6 - Custos da energia eléctrica adquirida**

	2009 Real			2010 em 2010 (EDA)			Tarifas 2011		
	Energia	Custo unitário	Custos Total	Energia	Custo unitário	Custos Total	Energia	Custo unitário	Custos Total
	(MWh)	(€/MWh)	(EUR)	(MWh)	(€/MWh)	(EUR)	(MWh)	(€/MWh)	(EUR)
Hídrica	22 423	86,64	1 942 704	23 310	87,30	2 034 963	21 550	89,00	1 917 950
Geotermia	161 722	86,70	14 021 295	160 308	87,30	13 994 888	178 704	89,00	15 904 656
Eólica	31 123	86,80	2 701 469	25 650	87,30	2 239 245	25 908	89,00	2 305 812
Térmica	83	78,97	6 593	85	87,30	7 434	88	89,00	7 871
Biogás	116	78,97	9 134	118	87,30	10 299	123	89,00	10 905
<b>Total Energia Adquirida</b>	<b>215 468</b>	<b>86,70</b>	<b>18 681 195</b>	<b>209 471</b>	<b>87,30</b>	<b>18 286 829</b>	<b>226 373</b>	<b>89,00</b>	<b>20 147 194</b>
Variação anual	-1,0%	3,2%	2,2%	-2,8%	0,7%	-2,1%	8,1%	1,9%	10,2%

Fonte: EDA

### 9.1.2 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

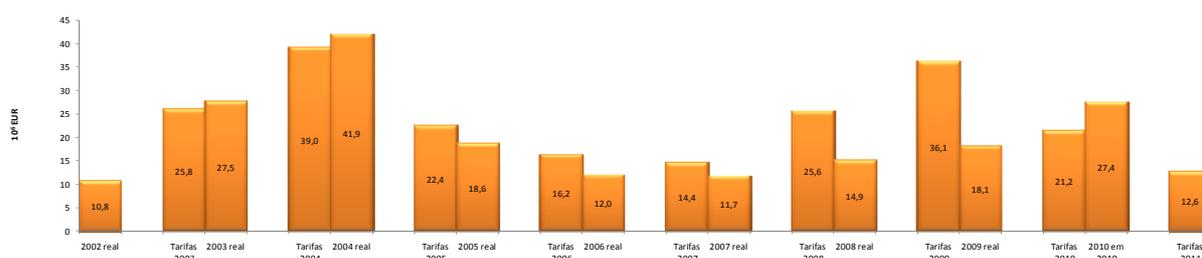
Relativamente aos custos de exploração apresentados pela EDA para o ano 2010, a ERSE tomou as seguintes decisões:

- Os custos com materiais diversos foram aceites pela totalidade por estarem relacionados com as manutenções de equipamentos, nomeadamente, as revisões dos grupos das centrais termoeléctricas.
- Para a determinação do valor a aceitar com fornecimentos e serviços externos, foi utilizada a metodologia de aceitação do mínimo valor apurado entre o proposto pela empresa e o resultante do produto do custo unitário de 2006, actualizado para 2011 e impondo um factor de eficiência de 1% ao ano, e a energia emitida.
- Os impostos e os outros custos operacionais foram aceites, tendo por base os custos de 2009 considerados para efeitos de ajustamento, actualizados com o IPIB de 2010 e 2011.
- Para todas as rubricas de custos, com excepção dos custos com pessoal, foi imposto um nível de eficiência de 1% ao ano.
- Os custos com pessoal para 2011 foram determinados, tendo em conta a remuneração por efectivo aceite em 2009, acrescida de 1,5 p.p. acima da inflação, valor que corresponde ao crescimento normal da massa salarial, e o número médio de efectivos previstos para 2011. É aceite o valor mínimo entre os custos determinados desta forma e os custos apresentados pela EDA.

### 9.1.3 INVESTIMENTO

A Figura 9-3 apresenta os investimentos a custos técnicos realizados pela EDA, na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, entre 2002 e 2009, as previsões desde 2002 e os valores aceites pela ERSE para cálculo das tarifas de 2011.

**Figura 9-3 - Investimento a custos técnicos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema**



Fonte: EDA, ERSE

Conforme se pode observar, o grau de realização do investimento em 2009 ficou abaixo das previsões da empresa enviadas para as tarifas de 2009 em cerca de 49,8%, sendo o ano em que se registou um maior desvio desde o início da regulação na RAA. A EDA estima para 2010 um grau de realização do investimento superior em 29,1%, relativamente à previsão de investimento enviada para cálculo das tarifas de 2010.

O investimento previsto para 2011 ascende a 12,6 milhões de euros, correspondendo a um decréscimo relativamente à estimativa para 2010, de cerca de 53,8%.

Para 2011 os investimentos mais significativos são:

- Ampliação da central térmica do Belo Jardim, na Terceira, com a instalação de um grupo a diesel (grupo XI), num investimento para o ano de 7,6 milhões de euros;
- Instalação de sistemas de desnitrificação nos grupos V a X da central térmica do Belo Jardim, na Terceira, num investimento anual de 0,8 milhões de euros
- Construção da nova central térmica das Flores com um investimento em 2011 de cerca de 1,3 milhões de euros.

Para a remuneração dos activos líquidos afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema foi aplicada a taxa de rendibilidade média das OT a 10 anos, ocorrida entre 1 de Setembro de 2009 e 31 de Agosto de 2010 (4,56%) acrescida de 300 pontos base.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO EM 2010

Actividades desenvolvidas pela entidade concessionária  
do transporte e distribuição da RAA

Relativamente aos valores previstos pela EDA, a remuneração dos activos foi superior em cerca de 5,0%, resultantes da utilização da taxa de remuneração de 7,56% contra a taxa de 7,2% utilizada pela EDA.

**PROVEITOS PERMITIDOS NA ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E GESTÃO DO SISTEMA NA RAA**

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição da RAA na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema é dado pela expressão constante no n.º 1 do Artigo 87º do Regulamento Tarifário, cujos valores se apresentam no Quadro 9-7.

**Quadro 9-7 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da EDA**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		Tarifas 2010	Tarifas 2011	Variação (%)
		(1)	(2)	[(2) - (1)]/(1)
1	Custos permitidos com a aquisição de energia eléctrica aos produtores não vinculados da RAA	20 070	20 147	0,4%
2	Amortizações do activo fixo, líquidas das amortizações dos activos participados	12 020	12 714	5,8%
3	Valor médio do activo fixo líquido de amortizações e participações	176 822	173 565	-1,8%
4	taxa de remuneração permitida para o valor do activo fixo (%)	7,39	7,56	2,3%
5	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	33 216	39 977	20,4%
6	Custos com o fuel aceites pela ERSE	41 948	57 859	37,9%
7	Outros proveitos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	7 230	5 859	-19,0%
8	Custos com a promoção do desempenho ambiental	79	68	-13,6%
9	Ajustamento no ano <i>t</i> dos proveitos de AGS relativos ao ano <i>t-2</i>	-17 847	25 215	-241,3%
<b>A</b>	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema</b>	<b>131 017</b>	<b>112 814</b>	<b>-13,9%</b>
	Emissão para a rede (MWh)	841 030	859 115	2,2%
	<b>Proveitos permitidos por unidade emitida para a rede (exclui o ajustamento de <i>t-2</i>) (€/MWh)</b>	<b>134,56</b>	<b>160,66</b>	<b>19,4%</b>

Da análise do quadro verifica-se um decréscimo dos proveitos permitidos na ordem dos 13,9%. Não considerando os ajustamentos de *t-2*, a variação traduz-se num aumento de proveitos em 22,0%. Este aumento decorre essencialmente do acréscimo ao nível dos combustíveis (gasóleo e fuel) que se traduziu em cerca de 50,2% conforme Quadro 9-8.

**Quadro 9-8 – Peso dos custos com combustíveis nos proveitos permitidos da actividade de  
Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da EDA**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

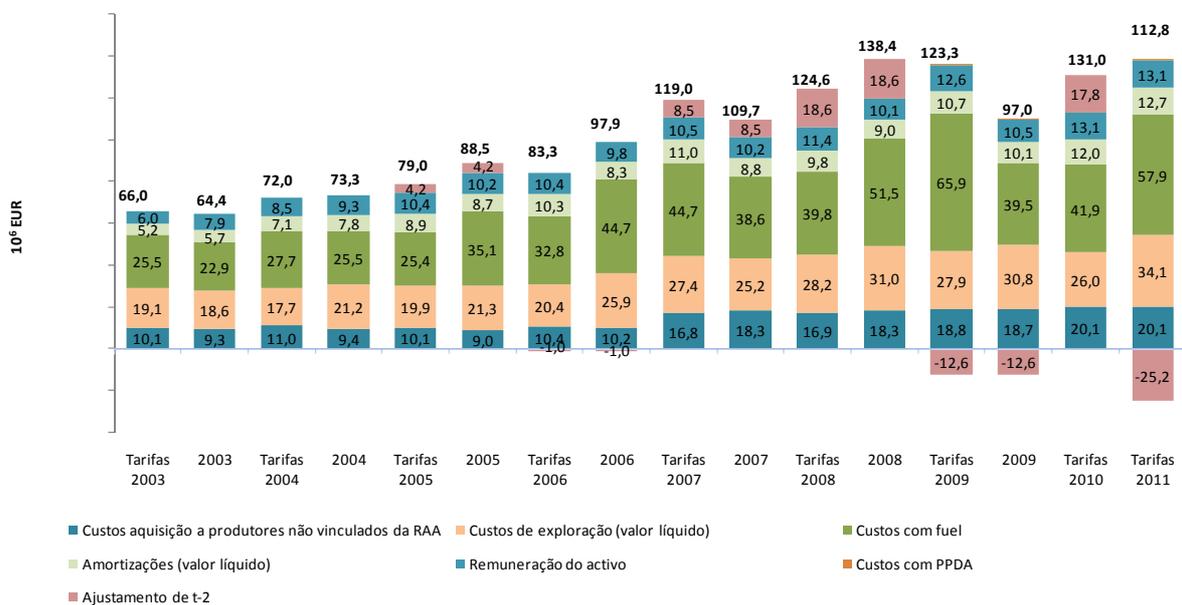
	Tarifas 2010	Tarifas 2011	T2011/T2010
Combustíveis (gasóleo e fuel)	48 124	72 303	50,2%
Custos de exploração sem combustíveis	20 238	19 834	-2,0%
<b>Total dos custos de exploração</b>	<b>68 361</b>	<b>92 137</b>	<b>34,8%</b>
<b>Proveitos permitidos (sem ajustamento de t-2)</b>	<b>113 170</b>	<b>138 028</b>	<b>22,0%</b>
<b>Peso dos combustíveis na totalidade dos proveitos permitidos (sem ajustamento de t-2)</b>	<b>42,5%</b>	<b>52,4%</b>	<b>9,9 p.p.</b>

O peso dos custos com combustíveis no total dos proveitos permitidos aumenta 9,9 p.p. entre o valor de tarifas de 2010 e o valor previsto para as tarifas de 2011. Tal acréscimo traduz-se na variação dos proveitos permitidos<sup>6</sup> por unidade emitida para a rede, de 19,4%, relativamente ao valor aceite para as tarifas de 2010 (Quadro 9-7).

A Figura 9-4 permite observar a decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na EDA, podendo constatar-se o elevado peso dos custos com combustíveis na totalidade dos proveitos permitidos.

<sup>6</sup> Exclui os ajustamentos de 2008 e 2009.

**Figura 9-4 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da EDA**



## 9.2 ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

A actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é regulada desde 2009, através de *price cap* evoluindo ao longo do período de regulação, de acordo com o índice de preços implícito no PIB adicionado dos ganhos de eficiência previstos para o período de regulação. Para além dos parâmetros fixados, a evolução dos proveitos permitidos depende dos seguintes factores:

- Quantidades previstas entregar aos clientes do Sistema Público da RAA.
- Nível de perdas nas redes de distribuição.

Para 2011, as componentes variáveis unitárias dos proveitos foram estabelecidas em 19,599 EUR/MWh para a AT/MT e em 40,716 EUR/MWh para a BT conforme Quadro 9-9.

**Quadro 9-9 – Determinação da componente variável unitária dos proveitos da actividade de DEE**

	2009	2010	2011
<b>Deflador do PIB (%)</b>	1,5%	0,5%	
<b>Factor de eficiência %</b>			
<b>AT/MT</b>		0,08%	1,37%
<b>BT</b>		4,97%	5,87%
<b>Parâmetros (€/MWh)</b>			
<b>AT/MT</b>	19,494	19,771	19,599
<b>BT</b>	44,573	43,026	40,716

Aos valores assim obtidos são adicionados os custos com a promoção do desempenho ambiental, aceites pela ERSE, no âmbito do “Plano de Promoção do Desempenho Ambiental”.

A remuneração dos activos líquidos afectos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é efectuada à taxa de rendibilidade média das OT a 10 anos, ocorrida entre 1 de Setembro de 2009 e 31 de Agosto de 2010 acrescida de 400 pontos. Tendo em conta que a referida remuneração situou-se nesse período nos 4,56%, superior em 1 pontos base à taxa de remuneração implícita no cálculo das variáveis unitárias dos proveitos, constantes do documento “Parâmetros de regulação e custo com capital para o período 2009-2011” (4,55%), procedeu-se, no cálculo dos proveitos permitidos para 2011, à correcção do referido diferencial. O impacte nos proveitos permitidos para 2011 desta alteração situa-se nos 18 milhares de euros (10 milhares de euros na AT/MT e 8 milhares de euros na BT).

**PROVEITOS PERMITIDOS NA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA**

No Quadro 9-10 são apresentados os valores considerados para o cálculo dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição da RAA na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, de acordo com a expressão constante no n.º 1 do Artigo 89º do Regulamento Tarifário.

**Quadro 9-10 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EDA**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
		Tarifas 2010	Tarifas 2011	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)]/(1)
$P_{j,t}^{A^D}$	Componente variável unitária dos proveitos, em Euros por kWh	0,019771	0,019599	-0,9%
$\tilde{E}_{j,t}^A$	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição (MWh)	822 105	839 809	2,2%
$\tilde{A}mb_{j,t}^{A^D}$	Custos com a promoção do desempenho ambiental	95	121	26,9%
$Z_{j,t-1}^{A^D}$	Custos ocorridos em $t-1$ não previstos para o período de regulação			
$i_{t-1}^E$	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de $t-1$	1,295%	0,782%	
$\hat{\delta}_{t-1}$	Spread no ano $t-1$ , em pontos percentuais	1,000%	1,250%	
	Impacte no custo com capital da alteração da rentabilidade média das OT a 10 anos	-152	10	
$\Delta R_{j,t-2}^{A^D}$	Ajustamento no ano $t$ dos proveitos de DEE relativos ao ano $t-2$	666	75	
<b><math>\tilde{R}_t^{A^D}</math></b>	<b>Proveitos Permitidos em AT/MT</b>	<b>15 531</b>	<b>16 515</b>	<b>2,3%</b>
$P_{j,t}^{A^D}$	Componente variável unitária dos proveitos, em Euros por kWh	0,043026	0,040716	-5,4%
$\tilde{E}_{j,t}^A$	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição (MWh)	493 306	500 318	1,4%
$\tilde{A}mb_{j,t}^{A^D}$	Custos com a promoção do desempenho ambiental	65	55	-14,4%
$Z_{j,t-1}^{A^D}$	Custos ocorridos em $t-1$ não previstos para o período de regulação			
$i_{t-1}^E$	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de $t-1$	1,295%	0,782%	
$\hat{\delta}_{t-1}$	Spread no ano $t-1$ , em pontos percentuais	1,000%	1,250%	
	Impacte no custo com capital da alteração da rentabilidade média das OT a 10 anos	-135	8	
$\Delta R_{j,t-2}^{A^D}$	Ajustamento no ano $t$ dos proveitos de DEE relativos ao ano $t-2$	1 530	92	
<b><math>\tilde{R}_t^{A^D}</math></b>	<b>Proveitos Permitidos em BT</b>	<b>19 625</b>	<b>20 342</b>	<b>3,7%</b>
	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica</b>	<b>35 155</b>	<b>36 858</b>	<b>4,8%</b>
	<b>Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de <math>t-2</math>) (€/MWh)</b>	<b>47,55</b>	<b>46,32</b>	<b>-2,6%</b>

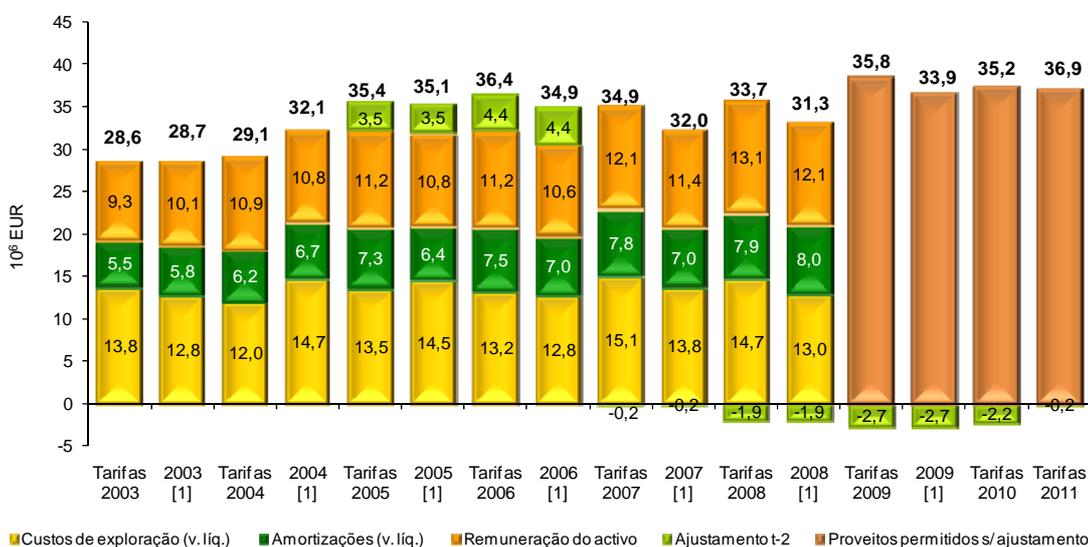
No cálculo da energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição em 2011 (839,8 GWh), está implícita uma taxa de perdas em MT de 2,3%.

A Figura 9-5 evidencia a decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EDA entre 2003 e 2011. Para o período 2009 a 2011 o valor é apresentado em duas parcelas:

- Ajustamentos de  $t-2$ .
- Proveitos permitidos resultantes da aplicação das componentes variáveis dos proveitos às quantidades previstas.

Os proveitos permitidos pela ERSE, para as tarifas de 2011, apresentam um acréscimo de 4,8% relativamente às tarifas de 2010. Excluindo os ajustamentos, verifica-se um decréscimo de proveitos permitidos na ordem dos 0,9%.

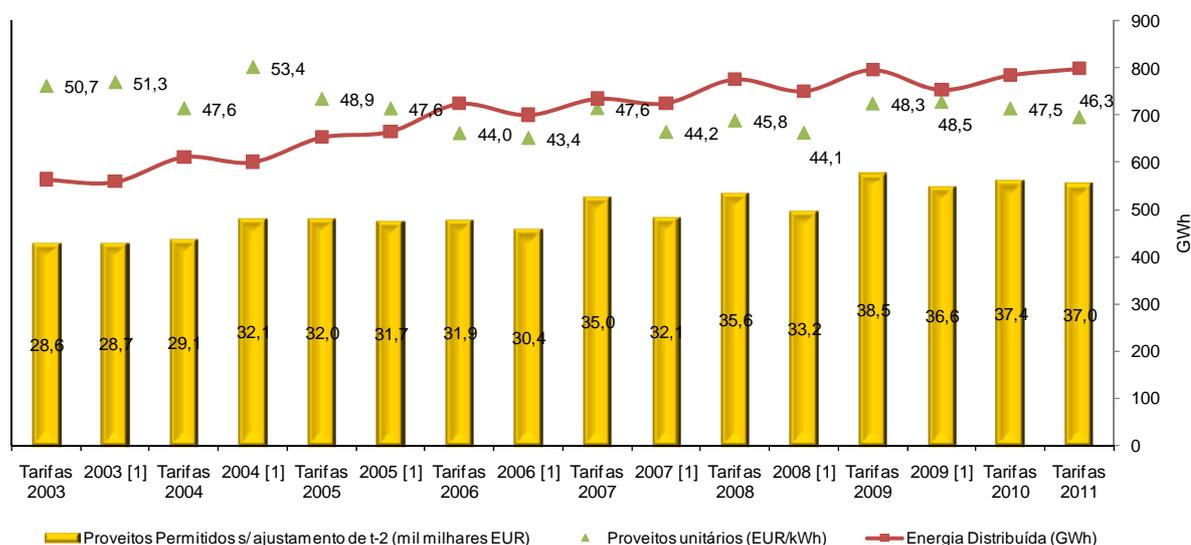
**Figura 9-5 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EDA**



Nota: <sup>[1]</sup> Os valores de 2003 a 2009 dizem respeito aos custos reais aceites pela ERSE.

A Figura 9-6 apresenta os proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica excluindo o efeito dos ajustamentos de *t-2*, a evolução da energia vendida e os proveitos unitários em EUR/MWh. Verifica-se que, nos anos de 2003 e 2004, os proveitos unitários aceites foram superiores aos valores das tarifas de cada um dos anos, situação que se inverteu nos anos de 2005 a 2008. Em 2009 o valor dos proveitos unitários aceites foi superior aos valores das tarifas em 0,2 EUR/MWh.

**Figura 9-6 - Proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EDA, evolução da energia vendida e proveitos unitários**



Nota: <sup>[1]</sup> Os valores de 2003 a 2009 dizem respeito aos custos reais aceites pela ERSE.

### 9.3 ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

A actividade de Comercialização de Energia Eléctrica é regulada desde 2009, através de *price cap* com uma evolução de acordo com o índice de preços implícito no PIB adicionado dos ganhos de eficiência previstos para o período de regulação. Os proveitos permitidos dessa actividade variam anualmente, em função do número médio de clientes para cada nível de tensão. Para 2011, as componentes variáveis unitárias dos proveitos foram estabelecidas em 467,013 EUR/cliente para a MT e em 35,342 EUR/cliente para a BT, conforme Quadro 9-11.

**Quadro 9-11 - Determinação da componente variável unitária dos proveitos da actividade de CEE**

	2009	2010	2011
<b>Deflador do PIB (%)</b>	1,5%	0,5%	
<b>Factor de eficiência %</b>			
<b>AT/MT</b>		2,09%	1,54%
<b>BT</b>		2,46%	2,86%
<b>Parâmetros (€/MWh)</b>			
<b>AT/MT</b>	474,722	471,921	467,013
<b>BT</b>	36,547	36,196	35,342

Na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, pelos motivos referidos no ponto 9.2, procedeu-se no cálculo dos proveitos permitidos para 2011, à correcção do diferencial existente entre a rentabilidade média das OT a 10 anos, ocorrida entre 1 de Setembro de 2009 e 31 de Agosto de 2010 (4,56%), e a taxa implícita no cálculo dos parâmetros para 2011 (4,55%). O impacte nos proveitos permitidos para 2011 desta alteração situa-se em 610 euros (85 euros na MT e 525 euros na BT).

**PROVEITOS PERMITIDOS NA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA NA RAA**

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição na RAA na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica é dado pela expressão contida no n.º 1 do Artigo 90º do Regulamento Tarifário. No Quadro 9-12 são apresentados os valores considerados para o cálculo.

**Quadro 9-12 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da  
actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EDA**

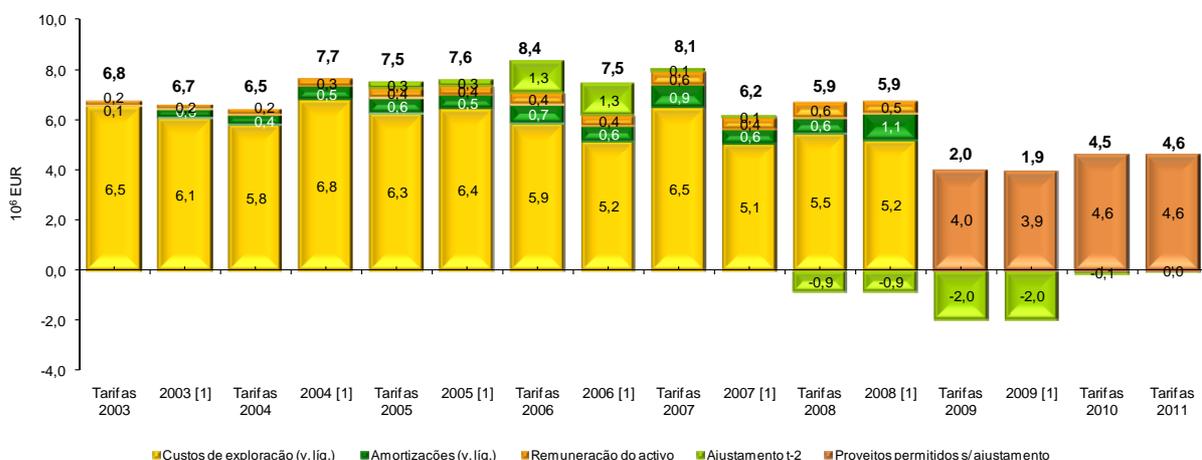
Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		Tarifas 2010	Tarifas 2011	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)]/(1)
$P_{j,t}^{A^c}$	Componente variável unitária dos proveitos, em Euros por cliente	471,921	467,013	-1,0%
$NC_{j,t}^A$	Número médio de clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA	660	684	3,6%
$Z_{j,t-1}^{u0}$	Custos ocorridos em $t-1$ não previstos para o período de regulação			
$i_{t-1}^E$	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de $t-1$	1,295%	0,782%	
$\delta_{t-1}$	Spread no ano $t-1$ , em pontos percentuais	1,000%	1,250%	
	Impacte no custo com capital da alteração da rentabilidade média das OT a 10 anos	-1	0	
$\Delta R_{j,t-2}^{A^c}$	Ajustamento no ano $t$ dos proveitos de CEE relativos ao ano $t-2$	-55	-55	1,0%
$\bar{R}_t^{A^c}$	<b>Proveitos Permitidos em MT</b>	<b>365</b>	<b>375</b>	<b>-73,8%</b>
$P_{j,t}^{A^c}$	Componente variável unitária dos proveitos, em Euros por cliente	36,196	35,342	-2,4%
$NC_{j,t}^A$	Número médio de clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA	118 287	120 594	2,0%
$Z_{j,t-1}^{u0}$	Custos ocorridos em $t-1$ não previstos para o período de regulação			
$i_{t-1}^E$	taxa de juro EURIBOR a três meses, média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de $t-1$	1,295%	0,782%	
$\delta_{t-1}$	Spread no ano $t-1$ , em pontos percentuais	1,000%	1,250%	
	Impacte no custo com capital da alteração da rentabilidade média das OT a 10 anos	-8	1	
$\Delta R_{j,t-2}^{A^c}$	Ajustamento no ano $t$ dos proveitos de CEE relativos ao ano $t-2$	185	75	-59,2%
$\bar{R}_t^{A^c}$	<b>Proveitos Permitidos em BT</b>	<b>4 089</b>	<b>4 187</b>	<b>2,4%</b>
	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica</b>	<b>4 454</b>	<b>4 562</b>	<b>2,4%</b>
	<b>Proveitos permitidos por cliente (exclui o ajustamento de <math>t-2</math>) (€/Cliente)</b>	<b>38,54</b>	<b>37,78</b>	<b>-2,0%</b>

Os proveitos permitidos pela ERSE, para as tarifas de 2011, verificam um acréscimo na ordem dos 2,4% relativamente ao valor de tarifas de 2010. Excluindo os ajustamentos, o acréscimo de proveitos permitidos é nulo. Os proveitos permitidos por cliente apresentam, em 2011, uma redução de 2,0% relativamente a 2010.

A Figura 9-7 demonstra a decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EDA entre 2003 e 2011. Para 2009 a 2011, os valores são apresentados em duas parcelas: ajustamentos de  $t-2$  e proveitos permitidos resultantes da aplicação das componentes variáveis unitárias dos proveitos de MT e de BT ao número médio de clientes previsto pela EDA.

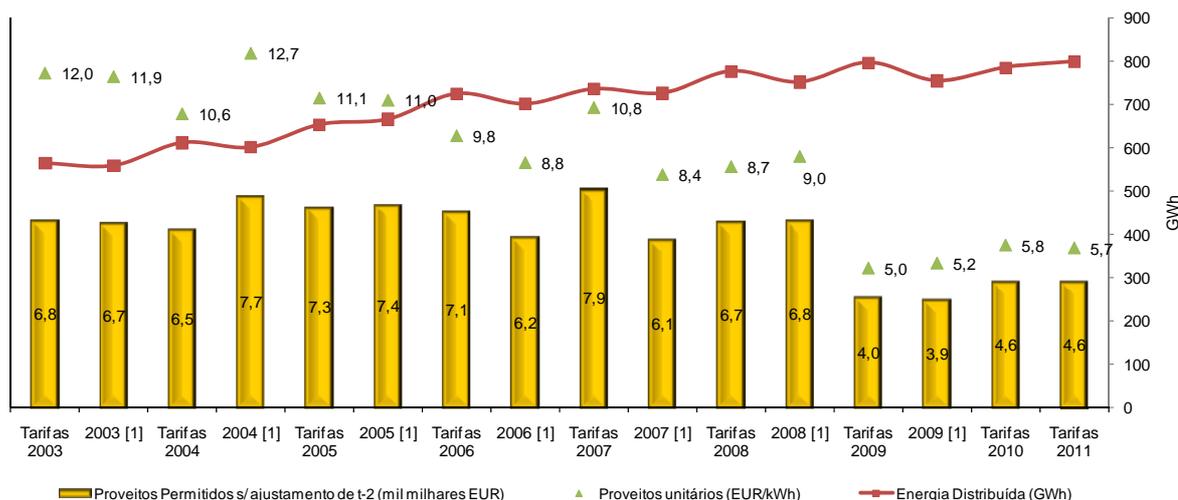
**Figura 9-7 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EDA**



Nota: [1] Os valores de 2003 a 2009 dizem respeito aos custos reais aceites pela ERSE.

A Figura 9-8 apresenta os proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica excluindo o efeito dos ajustamentos de t-2, a evolução da energia vendida e os proveitos unitários em EUR/MWh. Verifica-se que com excepção dos anos de 2004, 2008 e 2009, os proveitos unitários aceites nos ajustamentos foram sempre inferiores aos valores das tarifas de cada um dos anos.

**Figura 9-8 - Proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EDA, evolução da energia vendida e proveitos unitários**



Nota: [1] Os valores de 2003 a 2009 dizem respeito aos custos reais aceites pela ERSE.

## 9.4 PROVEITOS PERMITIDOS À EDA PARA 2011

No Quadro 9-13 encontram-se sintetizados os proveitos permitidos para 2011 para cada uma das actividades reguladas da concessionária do transporte e distribuição na RAA.

**Quadro 9-13 - Proveitos permitidos à EDA para 2011**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Tarifas 2010	Tarifas 2011	T2011 /T2010
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	131 017	112 814	-13,9%
Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	35 155	36 858	4,8%
Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	4 454	4 562	2,4%
<b>Proveitos permitidos da EDA</b>	<b>170 626</b>	<b>154 233</b>	<b>-9,6%</b>

Verifica-se um decréscimo dos proveitos permitidos na ordem dos 9,6% (16,4 milhões de euros) que resulta do efeito conjugado dos acréscimos nas actividades de Distribuição de Energia Eléctrica e de Comercialização de Energia Eléctrica num total de 1,8 milhões de euros e do decréscimo ocorrido na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica em 18,2 milhões de euros.

Não considerando os ajustamentos de 2009, observa-se um acréscimo dos proveitos em 15,8% com especial incidência na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema que regista um acréscimo de 24,9 milhões de euros, sobretudo por via dos custos com combustíveis.

O decréscimo dos proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica (-1,0%) resulta essencialmente da redução da componente variável unitária dos proveitos ao nível da BT.

Ao nível da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica não se verificam variações significativas entre os proveitos permitidos para tarifas de 2010 e os proveitos permitidos para tarifas de 2011.

**Quadro 9-14 - Proveitos permitidos à EDA, para 2011, excluindo ajustamentos**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Tarifas 2010	Tarifas 2011	T2011 /T2010
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	113 170	138 028	22,0%
Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	37 351	37 025	-0,9%
Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	4 584	4 582	0,0%
Proveitos permitidos da EDA (exclui ajustamento t-2)	155 105	179 635	15,8%

**9.5 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES**

No Quadro 9-15 apresenta-se o sobrecusto por actividade da concessionária do transporte e distribuição na RAA.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO EM 2010

Actividades desenvolvidas pela entidade concessionária  
do transporte e distribuição da RAA

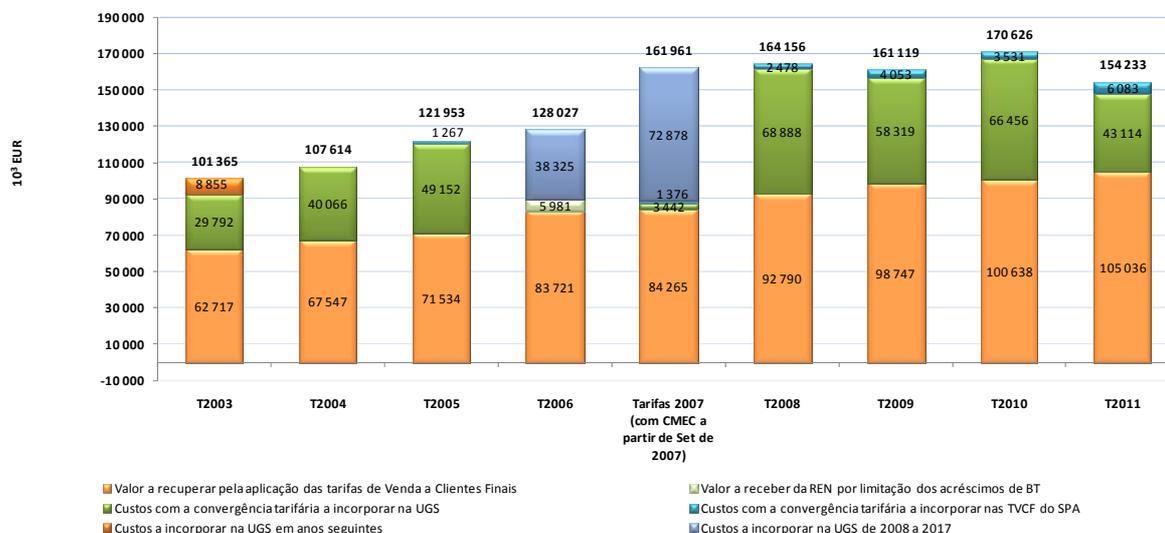
**Quadro 9-15 - Custo com a convergência tarifária da RAA**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		Tarifas 2010	Tarifas 2011
$\tilde{S}A_t^{AGS}$	<b>Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na RAA</b>	<b>55 529</b>	<b>29 975</b>
$\tilde{R}_t^{AGS}$	Proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	131 017	112 814
$\tilde{R}_{AGS,t}^A$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da concessionária do transporte e distribuição da RAA e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA	72 537	78 610
$\tilde{S}RAA_t^{AGS}$	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, imputáveis à actividade de AGS da RAA	2 951	4 229
$\tilde{S}A_{j,t}^D$	<b>Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica na RAA</b>	<b>8 949</b>	<b>10 966</b>
$\tilde{R}_{j,t}^D$	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	35 155	36 858
$\tilde{R}_{D,j,t}^A$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA	25 731	24 344
$\tilde{S}RAA_{j,t}^D$	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, imputáveis à actividade de DEE da RAA	476	1 547
$\tilde{S}A_{j,t}^C$	<b>Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica na RAA</b>	<b>1 978</b>	<b>2 173</b>
$\tilde{R}_{j,t}^C$	Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	4 454	4 562
$\tilde{R}_{C,j,t}^A$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA e das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA	2 371	2 082
$\tilde{S}RAA_{j,t}^C$	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, imputáveis à actividade de CEE da RAA	105	307
$\tilde{R}AA_{Pol,t}$	<b>Custo da Convergência Tarifária a incorporar na UGS</b>	<b>66 456</b>	<b>43 114</b>

A Figura 9-9 apresenta a decomposição dos proveitos permitidos da EDA de 2003 a 2011.

Figura 9-9 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EDA de 2003 a 2011



Como referido anteriormente, o direito ao recebimento dos créditos resultantes dos valores em dívida associados aos custos com a convergência tarifária da EDA referentes aos anos de 2006 e 2007, respectivamente no montante de 39 687 milhares de euros e de 72 878 milhares de euros, num total de 112 565 milhares de euros, foi cedido pela EDA ao Banco Comercial Português, SA e à Caixa Geral de Depósitos, SA. Nesse sentido, o valor da renda no montante de 12 485 milhares de euros, a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema em 2011 deverá ser entregue pela REN, em duodécimos, em partes iguais, a cada um dos bancos cessionários referidos anteriormente.

## 10 ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIDOR VINCULADO DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

A EEM desenvolve actividades relacionadas com a produção, a distribuição e a comercialização de energia eléctrica, adquirindo ainda energia eléctrica a outros produtores.

A actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema (AGS) é, desde 2003, regulada por custos aceites e taxa de remuneração sobre os activos. As actividades de Distribuição de Energia Eléctrica (DEE) e de Comercialização de Energia Eléctrica (CEE) são, desde 2009, reguladas por *price-cap*, em função da quantidade de energia prevista entregar e pelo número médio de clientes, respectivamente. A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar às actividades de Distribuição de Energia Eléctrica e Comercialização de Energia Eléctrica foi realizada no documento “Parâmetros de regulação e custo de capital para o período 2009 a 2011” publicado em Dezembro de 2008.

Em seguida descrevem-se e justificam-se as decisões tomadas pela ERSE respeitante às actividades reguladas da EEM tendo em vista a elaboração das tarifas para 2011. Adicionalmente, sempre que se revelar útil é feita uma análise comparativa entre empresas reguladas do sector eléctrico no Continente e das Regiões Autónomas.

### ANÁLISE DO VALOR ENVIADO DE DIREITOS DE PASSAGEM

Os direitos de passagem são uma taxa lançada pelos municípios da RAM pela utilização do domínio público municipal pelas infra-estruturas eléctricas da EEM. A legislação referente aos direitos de passagem foi publicada a 8 de Janeiro de 2007, através do Decreto Legislativo Regional n.º 2/2007/M, produzindo efeitos desde o início do ano fiscal de 2006. A EEM fica deste modo, obrigada ao pagamento à IPM – Iluminação Pública da Madeira – Associação de Municípios de uma taxa estipulada como 7,5% sobre o valor anual das vendas de energia eléctrica em baixa tensão (incluindo Iluminação Pública).

O Conselho Tarifário no seu parecer sobre “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2008” defende que “...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”.

A ERSE considera que a aplicação do referido Decreto Legislativo Regional não pode ter o mesmo tratamento tarifário que o das rendas devidas aos municípios de Portugal continental pela exploração das concessões de distribuição de electricidade, previsto no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto. Não existindo uma igualdade substantiva que implique um tratamento jurídico idêntico, só através de um diploma de igual valor seria possível à ERSE conceder à taxa em causa um tratamento equiparado.

Apesar disso, na recente revisão regulamentar considerou-se que os custos administrativos de interesse regional, criados a partir da data da extensão da regulação da ERSE às Regiões Autónomas poderão ser avaliados pela ERSE para efeitos tarifários na sequência de parecer do Conselho Tarifário e ouvidos os interessados.

A neutralidade da repercussão destes custos administrativos no sobrecusto com a convergência tarifária paga pelos consumidores de Portugal continental obriga à sua repercussão integral nas tarifas de Venda a Clientes Finais da Madeira. Importa referir que a aplicação da situação mencionada apresenta um impacte tarifário significativo.

A EEM em carta dirigida à ERSE solicitou que os custos das taxas cobradas pelos municípios da Região Autónoma da Madeira, a título de ocupação do domínio público municipal, não sejam reflectidos nas tarifas a suportar pelos consumidores daquela Região Autónoma.

Assim, nas tarifas para 2011 e, à semelhança do procedimento efectuado nas tarifas para os anos anteriores, não se reconhecem os custos com a utilização do domínio público municipal pelas infra-estruturas da EEM.

#### **ANÁLISE DO EFEITO DO TEMPORAL NA ILHA DA MADEIRA**

A 20 de Fevereiro de 2010, a ilha da Madeira foi fortemente afectada por um temporal com efeitos devastadores afectando diversas infra-estruturas presentes na região. O sistema eléctrico da ilha não foi excepção razão pela qual, a EEM necessitou de proceder a um conjunto de investimentos tendo em vista a recuperação do sistema eléctrico da ilha bem como continuar a assegurar a fiabilidade e a segurança do mesmo. Os activos afectados pelo temporal dizem respeito, essencialmente, à produção, ao transporte e à distribuição de energia eléctrica.

O envio da informação referente aos investimentos previstos e estimados realizar neste âmbito foi individualizado, tal como solicitado pela ERSE, tendo como objectivo não penalizar os consumidores de energia eléctrica pela eventual aceitação de custos indevidos e, igualmente, não penalizar a empresa pela não aceitação de custos atribuíveis a casos fortuitos ou de força maior.

A ERSE decidiu aceitar os investimentos decorrentes do efeito do temporal através de um método de regulação por custos aceites, dado o carácter excepcional dos mesmos.

O impacte global no nível de proveitos permitidos da EEM do custo com capital<sup>7</sup> decorrente dos investimentos necessários para repor os activos afectados com o temporal ascende a 903 milhares de

---

<sup>7</sup> Remuneração dos activos e amortizações líquidas das amortizações do imobilizado participativo.

euros. Nos subcapítulos seguintes é mencionado o impacto do efeito do temporal em cada uma das actividades reguladas.

## 10.1 ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

A actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema é uma actividade cuja regulação é baseada em custos e investimentos aceites. Esta forma de regulação determina que, tanto os custos, como os investimentos propostos pelas empresas sejam convenientemente justificados.

Ao longo dos diversos processos de cálculo dos proveitos permitidos, a ERSE tem sentido uma melhoria importante no envio de informação adicional e das respectivas justificações por parte da EEM. A ERSE realça que esta informação adicional e as justificações dos valores constantes nas normas devem acompanhar a informação a enviar até 15 de Junho. A disponibilização atempada de toda a informação justificativa dos valores reais e dos valores previsionais permitirá à ERSE um desempenho acrescido no exercício da regulação económica em benefício quer dos consumidores, na protecção dos seus interesses, quer das empresas, na garantia do equilíbrio económico ou financeiro da concessão.

### 10.1.1 ANÁLISE DOS CUSTOS DE AGS

#### CUSTOS DE ENERGIA

A aplicação da mesma metodologia regulatória para os custos com a aquisição de fuelóleo da EDA e da EEM obriga a que as previsões de evolução dos custos com o fuelóleo sigam pressupostos semelhantes para ambas as empresas, tendo em conta porém as especificidades das Regiões Autónomas.

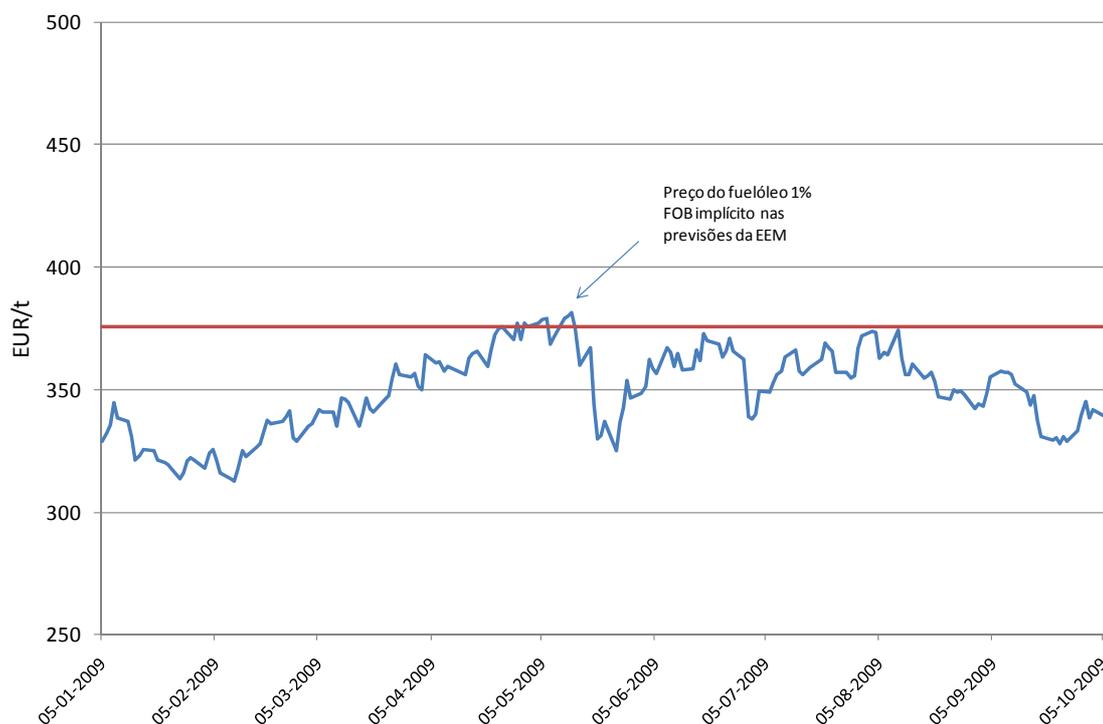
Neste quadro, encontra-se em fase de análise o estudo “Custos de Referência e Metas de Eficiência para a aquisição de fuelóleo nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira” com o objectivo de se proceder à definição de metas de eficiência da EEM e da EDA na actividade de aquisição do fuelóleo.

Pelo facto de a análise ainda não estar concluída, os dados que dele se podem extrair são ainda indicativos.

Face à informação disponível, as previsões da EEM para 2011, tanto para o preço de aquisição do fuelóleo, como para o seu custo final, são aceites.

No que diz respeito ao preço implícito nas previsões da EEM para a aquisição do fuelóleo de 1% de enxofre, este encontra-se em linha com o verificado nos mercados *spot*.

**Figura 10-1 – Evolução da cotação dos futuros do fuelóleo de baixo teor de enxofre para 2011**



Fonte: EEM, Reuters

O quadro que se segue compara o custo de aquisição do fuelóleo implícito nas previsões da EEM, com o que decorreria do preço dado pela média entre Junho e Agosto de 2010 para os contratos de futuros do fuelóleo a 6 meses, adicionados das estimativas com a última informação disponível para os custos logísticos e para a margem de comercialização. Como se pode observar, a diferença entre as previsões da EEM e o valor teórico é pouco significativa.

**Quadro 10-1 – Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo de tarifas para 2011**

Unidade: Eur/t				
Fuelóleo ilha Madeira Previsões 2011 EEM	Fuelóleo ilha Madeira Previsões 2011 Deduzido estimativa frete, custos logísticos e margem	Preço médio (Junho a Agosto 2010) Cargoes NWE Futuros 6 meses	Fuelóleo ilha Madeira Previsões 2011 ERSE	% [(4)-(1)]/(1)
(1)	(2)=(1)-44	(3)	(4)=(1)+(3)-(2)	
Fuel 380 (Cargoes NWE 1%)	419,77	369,58	413,57	-1,5%

Fonte: ERSE com base em dados EEM e Reuters

Neste contexto, as previsões da EEM para os custos com combustíveis foram aceites.

No que diz respeito aos custos de produção, o quadro seguinte mostra a evolução real dos encargos variáveis das centras térmicas da EEM entre 2007 e 2009, e as estimativas para 2010 e a previsão para 2011.

Nesse período, os custos variáveis unitários situam-se entre 70,4 €/MWh (valor verificado em 2009) e 97,3 €/MWh (valor previsto para 2011).

O Quadro 10-2 apresenta a evolução verificada e prevista do custo com a energia eléctrica adquirida pela EEM, por tipo de tecnologia, entre 2007 e 2011.

O grande aumento verificado nos custos unitários da rubrica de aquisição ao SIM corresponde ao incremento previsto da produção de energia eléctrica por microprodutores e centrais fotovoltaicas, cuja energia eléctrica é paga a um preço substancialmente superior.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO EM 2011

Actividades desenvolvidas pela entidade concessionária  
do transporte e distribuidor vinculado da RAM

**Quadro 10-2 - Evolução do custo unitário da energia eléctrica adquirida pela EEM por tecnologia**

	2007 real						2008 real					
	MWh			10 <sup>3</sup> EUR	€/MWh	Variação anual do custo unitário	MWh			10 <sup>3</sup> EUR	€/MWh	Variação anual do custo unitário
	Madeira	Porto Santo	EEM				Madeira	Porto Santo	EEM			
<b>Encargos variáveis das centrais térmicas da EEM</b>	569 018	21 601	590 619	43 725	74,0	2,2%	599 428	36 168	635 597	61 421	96,6	30,5%
<b>Total de aquisições SPM e SIM</b>	255 215	1 189	256 404	24 655	96,2	2,7%	247 213	1 294	248 507	28 678	404	319,9%
<b>Total de aquisições ao SPM</b>	201 485	0	201 485	20 064	99,6	2,5%	192 809	0	192 809	23 879	124	24,4%
Fuel	201 485		201 485	20 064	99,6	2,5%	192 809	0	192 809	23 879	124	24,4%
Gasóleo							0	0	0	0	0	
<b>Total de aquisições ao SIM</b>	53 730	1 189	54 919	4 591	83,6	1,4%	54 405	1 294	55 698	4 799	86,2	3,1%
Hídrica	3 552		3 552	346	97,3	2,5%	4 100	0	4 100	412	101	3,4%
Eólica	12 072	1 189	13 261	1 295	97,7	2,8%	13 087	1 294	14 381	1 439	100	2,4%
Geotérmica	0		0	0			0	0	0	0	0	
Outros	38 106		38 106	2 950	77,4	2,1%	37 218	0	37 218	2 947	79	2,3%

	2009 real						2010 Tarifas 2011					
	MWh			10 <sup>3</sup> EUR	€/MWh	Variação anual do custo unitário	MWh			10 <sup>3</sup> EUR	€/MWh	Variação anual do custo unitário
	Madeira	Porto Santo	EEM				Madeira	Porto Santo	EEM			
<b>Encargos variáveis das centrais térmicas da EEM</b>	524 715	22 289	547 004	40 018	73,2	-24,3%	505 707	30 972	536 678	51 884	96,7	32,1%
<b>Total de aquisições SPM e SIM</b>	266 956	1 181	268 137	25 674	95,7	-76,3%	311 400	3 380	314 780	36 378	115,6	20,7%
<b>Total de aquisições ao SPM</b>	188 602	0	188 602	19 005	100,8	-18,6%	197 000	0	197 000	25 012	127,0	26,0%
Fuel	188 602	0	188 602	19 005	100,8	-18,6%	197 000	0	197 000	25 012	127,0	26,0%
Gasóleo												
<b>Total de aquisições ao SIM</b>	78 354	1 181	79 535	6 669	83,9	-2,7%	114 400	3 380	117 780	11 365	96,5	15,1%
Hídrica	4 648	0	4 648	466	100,2	-0,4%	4 500	0	4 500	458	101,7	1,5%
Eólica	36 905	1 174	38 079	3 152	82,8	-17,3%	70 000	1 100	71 100	5 941	83,6	0,9%
Geotérmica	0	0	0	0			0	0	0	0		
Outros	36 801	7	36 808	3 051	82,9	4,7%	39 900	2 280	42 180	4 966	117,7	42,0%

	2011 Tarifas de 2011					
	MWh			10 <sup>3</sup> EUR	€/MWh	Variação anual do custo unitário
	Madeira	Porto Santo	EEM			
<b>Encargos variáveis das centrais térmicas da EEM</b>	511 889	30 187	542 076	52 733	97,3	0,6%
<b>Total de aquisições SPM e SIM</b>	329 138	4 515	333 653	43 368	130,0	12,5%
<b>Total de aquisições ao SPM</b>	192 000	0	192 000	24 865	129,5	2,0%
Fuel	192 000	0	192 000	24 865	129,5	2,0%
Gasóleo						
<b>Total de aquisições ao SIM</b>	137 138	4 515	141 653	18 503	130,6	35,4%
Hídrica	4 500	0	4 500	467	103,8	2,0%
Eólica	73 000	1 100	74 100	6 335	85,5	2,3%
Geotérmica	0	0	0	0		
Outros	59 638	3 415	63 053	11 701	185,6	57,6%

Nota: A energia emitida pelas centrais térmicas é estimada com base na repartição dos consumos próprios totais pelas centrais.  
A sigla SPM diz respeito ao sistema público da RAM e a sigla SIM diz respeito ao sistema não vinculado da RAM.

Fonte: EEM; ERSE

**INVESTIMENTOS**

O total de investimento a realizar na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão Global do Sistema no decorrer no ano de 2011 ascende a cerca de 32 milhões de euros<sup>8</sup>. Os investimentos nesta actividade são realizados numa perspectiva de médio prazo, tendo em vista reforçar o sistema electroprodutor da Região Autónoma.

<sup>8</sup> Este valor exclui os montantes de investimento decorrentes do temporal de 20 de Fevereiro.

Os principais investimentos previstos para 2011 são esquematizados nos pontos seguintes:

- Ampliação do sistema hidroeléctrico da Calheta compreendendo as seguintes componentes: construção da nova central da Calheta com dois grupos de 15 MW de potência unitária, estações elevatórias do Paul da Serra e da Calheta, barragem do Alecrim, conduta forçada/elevatória e barragem de restituição da Calheta.
- Central Térmica da Vitória (CTV) – estão programadas grandes reparações nos grupos electrogéneos devido à utilização intensiva da central.
- Mini-hídricas – pequenos investimentos na rede de canais de adução e de transporte de água para as centrais hidroeléctricas e outros trabalhos fundamentais para o funcionamento das centrais hidroeléctricas.
- Sistema hidroeléctrico reversível - Chão da Ribeira/Seixal: elaboração e estudos prévios do sistema hidroeléctrico reversível e estudos de viabilidade técnico-económica e de impacte ambiental.
- Central Termoeléctrica do Porto Santo compreendendo essencialmente a instalação de tecnologia adequada que permita assegurar o controlo de frequência da rede.

#### **EFEITO DO TEMPORAL DE 2010**

As intervenções em AGS dizem respeito à recuperação das centrais afectadas<sup>9</sup> e à reconstrução de canais adutores e obras hidráulicas. Em 2010, o investimento total ascende a cerca de 5 milhões de euros repartido por investimentos na Central Hidroeléctrica dos Socorridos (representando 88% do total dos investimentos) e em diversas mini-hídricas (com um peso de 12% no total dos investimentos). Em 2011, o total de investimentos a realizar nesta actividade é de 2 milhões de euros, em que 77% do investimento do ano será em mini-hídricas e os restantes 23%, na Central Hidroeléctrica dos Socorridos.

Terminado o ano de 2011, todos os investimentos em AGS encontrar-se-ão em exploração. O impacte no nível dos proveitos permitidos da actividade de AGS do custo com capital<sup>10</sup> decorrente dos investimentos necessários para repor os activos desta actividade ascende a 287 milhares de euros, em 2011.

#### **TAXA DE REMUNERAÇÃO DO CUSTO COM CAPITAL**

A remuneração dos activos líquidos afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão Global do Sistema é efectuada à taxa de rendibilidade média das OT a 10 anos, ocorrida entre 1 de

---

<sup>9</sup> Serra de Água e dos Socorridos.

<sup>10</sup> Remuneração dos activos e amortizações líquidas das amortizações do imobilizado participado.

Setembro de 2009 e 31 de Agosto de 2010 acrescida de 300 pontos, de acordo com o documento “Custo de Capital para o período 2009-2011” que acompanhou o documento de tarifas para 2009.

Tendo em conta que a referida remuneração situou-se nesse período em 4,56%, taxa superior em 1 ponto base relativamente à taxa de remuneração implícita no cálculo das variáveis unitárias dos proveitos, efectuada em 2008, para cálculo de tarifas de 2009 (4,55%), procedeu-se, assim, à alteração da taxa de remuneração dos activos afectos a AGS.

O impacte da alteração da taxa de remuneração em 2011 de 7,55% para 7,56%, no montante de proveitos permitidos desta actividade situa-se em +298,6 milhares de euros.

### CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

No Quadro 10-3 apresenta-se os valores dos custos de exploração<sup>11</sup> enviados pela EEM para cálculo dos proveitos permitidos desta actividade em 2011, bem como os custos de exploração controláveis, aceites pela ERSE, para o processo de fixação dos proveitos permitidos para 2010.

**Quadro 10-3 – Custos de exploração enviados para 2011**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Tarifas 2010	2011 EEM	Δ% 2011 EEM /Tarifas 2010
<b>Custos de Exploração</b>			
Materiais Diversos	2 150	2 248	4,6%
Fornecimentos e Serviços Externos <sup>(1)</sup>	1 550	2 088	34,7%
Pessoal	9 121	11 477	25,8%
Outros custos Operacionais	362	466	28,8%
<b>Total</b>	<b>13 183</b>	<b>16 279</b>	<b>23,5%</b>

Nota: <sup>(1)</sup> Valor de FSE sem frota automóvel.

Da totalidade dos custos de exploração, as rubricas Fornecimentos e serviços externos, Outros custos operacionais e Custos com pessoal, são as que apresentam maiores agravamentos entre os valores aceites pela ERSE para cálculo dos proveitos permitidos para 2010 e os valores propostos pela EEM para 2011, com variações de cerca de 34,7%, 28,8% e 25,8%, respectivamente. A rubrica de materiais diversos apresenta igualmente um desvio positivo entre os valores enviados para o processo de fixação dos proveitos permitidos para 2011 e os valores fixados pela ERSE para tarifas para 2010, em torno de 4,6%.

<sup>11</sup> Nesta análise não estão incluídos os custos com gasóleo, óleo e amónia.

Da análise do quadro anterior verifica-se que os valores propostos pela EEM para todas as rubricas dos custos de exploração apresentam crescimentos superiores à inflação considerada pela empresa (+2,0%).

A metodologia de aceitação dos custos de exploração controláveis por parte de ERSE manteve-se inalterada face aos processos de cálculo das tarifas entre 2005 e 2010. Deste modo, os custos com materiais diversos, fornecimentos e serviços externos e outros custos operacionais de 2011 crescem ao ritmo da taxa de inflação considerada pela ERSE (+2,0%), sendo-lhes aplicado um factor de eficiência de 1%. Ao valor apurado através da metodologia descrita anteriormente para os custos com fornecimentos e serviços externos é adicionado o valor da frota automóvel afecta a esta actividade no montante de 111 milhares de euros. Recorde-se que em 2006, a EEM procedeu ao lançamento de um concurso internacional para a renovação da sua frota automóvel através de um contrato de *leasing* operacional e não através da aquisição directa das viaturas, uma vez que esta situação representava a proposta mais onerosa para a empresa. Desta forma, a solução adoptada traduziu-se numa racionalização dos custos propostos.

A determinação dos custos com pessoal para 2011 foi realizada à semelhança da aceitação dos custos com pessoal para 2009, como descrito no documento “Ajustamentos referentes a 2009 e 2010 a repercutir nas tarifas de 2011”, tendo sido adoptada para 2010 a actualização dos custos com a taxa de inflação considerada pela ERSE no cálculo das tarifas de 2010 (+1,6%) e para 2011, a taxa de inflação considerada pela ERSE (+2,0%). O custo com pensões considerado nestes dois anos foi o valor máximo aceite fiscalmente, ou seja, 15% do valor das remunerações aceites.

O custo com trabalhos para a própria empresa (TPE) foi igualmente alterado face ao valor apresentado pela empresa. O valor de TPE aceite pela ERSE (+2 870 milhares de euros) foi obtido mantendo o peso deste no total de custos da actividade de AGS, tal como enviado pela empresa (16,6%). Deste modo, o novo valor de custos de exploração da actividade de AGS ascende a 14 439 milhares de euros. Ao considerar-se o custo com a frota automóvel bem como os custos aceites com gasóleo, óleo e amónia (+2 635 milhares de euros), o valor dos custos de exploração aceites pela ERSE ascende a 17 185 milhares de euros.

A análise da Figura 10-2 permite visualizar a evolução dos custos de exploração na AGS por unidade produzida entre 2001 e 2011. A figura evidencia a comparação dos valores ocorridos entre 2001 e 2009, com os valores propostos pela EEM até 2011 e com os valores aceites pela ERSE para cálculo das tarifas. Os custos unitários de exploração na actividade de AGS apresentam uma tendência crescente para o período ocorrido entre 2001 e 2008, invertendo-se essa tendência em 2007 e em 2009. A previsão da EEM para a evolução do custo do fuelóleo entre 2009 e 2011 justifica, em grande medida, a evolução crescente dos custos unitários de exploração, presente na figura para esse período. O valor unitário do custo de exploração aceite pela ERSE para o cálculo das tarifas para 2011 é 1,9 €/MWh inferior ao valor enviado pela EEM para 2011 devido à alteração do valor de custos de exploração

aceites pela ERSE, representando um acréscimo de 10,1 €/MWh (+17%) face aos valores aceites pela ERSE para tarifas para 2010. A justificação para esta variação advém do aumento do custo com o fuelóleo aceite pela ERSE que apresenta uma variação de +18% entre os valores de tarifas para 2010 e para 2011.

Figura 10-2 - Custos de exploração por unidade produzida na AGS



Nota: Os custos com o fuelóleo estão incluídos na análise.

Os valores reais de 2003 a 2009 são os valores aceites pela ERSE para cálculo dos ajustamentos a repercutir no ano  $t+2$ .

### CUSTOS COM O PLANO DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL

No processo de tarifas para 2011, o montante total aceite pela ERSE de custos relativos ao Plano de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA) ascende a 15,4 milhares de euros. A acção a desenvolver diz respeito à “Implementação de um sistema de gestão ambiental na EEM”. O documento “Planos de Promoção do Desempenho Ambiental do Sector Eléctrico – Análise dos relatórios de execução de 2009” apresenta os valores aceites pela ERSE para efeitos de tarifas para 2011.

### 10.1.2 PROVEITOS DA ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E GESTÃO DO SISTEMA DA RAM

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, é dado pela expressão contida no n.º 1 do Artigo 94º do Regulamento Tarifário. O Quadro 10-4 apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2011, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2010.

**Quadro 10-4 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da EEM**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Tarifas 2010	Tarifas 2011	Variação (%)	
	(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)	
$\tilde{A}m_t^{MAGS}$	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos activos comparticipados	10 687	11 467	7,3%
$\tilde{A}c_t^{MAGS}$	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e comparticipações	165 240	175 654	6,3%
$\gamma_t^{MAGS}$	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema (%)	7,39%	7,56%	0,17 p.p.
$\tilde{C}_{SPM,t}^{MAGS}$	Custos com a aquisição de energia eléctrica aos produtores do sistema público da RAM	17 061	24 865	45,7%
$\tilde{C}_{SNM,t}^{MAGS}$	Custos permitidos com a aquisição de energia eléctrica aos produtores não vinculados ao sistema público da RAM	12 005	18 503	54,1%
$\tilde{C}_{t-2}^{MAGS}$	Custos de exploração afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, aceites pela ERSE	15 581	17 185	10,3%
$\tilde{f}_t^{MAGS}$	Custos com o fuelóleo aceites pela ERSE	42 529	50 098	18%
$\tilde{p}_t^{MAGS}$	Outros proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado	0	0	
$\tilde{A}mb_t^{MAGS}$	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano t, aceites pela ERSE	17	15	-8,9%
$\Delta R_{t-2}^{MAGS}$	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativo ao ano t-2	-30 244	28 739	195,0%
$\tilde{P}_t^{MAGS}$	<b>Proveitos Permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema</b>	<b>140 335</b>	<b>106 674</b>	<b>-24,0%</b>
	Emissão para a rede (MWh)	984 298	973 316	-1,1%
	<b>Proveitos permitidos por unidade emitida para a rede (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)</b>	<b>111,85</b>	<b>139,13</b>	<b>24,4%</b>

Pela análise do quadro verifica-se um decréscimo no nível dos proveitos permitidos para 2011 de 24%, face ao nível dos valores aceites nas tarifas para 2010. Excluindo os ajustamentos relativos a t-2, os proveitos permitidos para 2011 apresentam um acréscimo de 23% e os proveitos por unidade emitida para a rede, uma evolução semelhante.

O valor do fuelóleo aceite representa 37% do total dos proveitos permitidos de 2011 (excluindo os ajustamento de t-2) pelo que a evolução desta rubrica explica, em grande medida, a evolução do nível de proveitos permitidos desta actividade. Uma vez que o valor aceite para tarifas para 2011 é superior ao valor aceite para tarifas para 2010, o valor dos proveitos permitidos de 2011 (excluindo o factor do ajustamento de t-2) é condicionado por essa evolução.

O Quadro 10-5 sintetiza o impacto das decisões da ERSE na actividade de AGS. No cenário base são considerados os custos enviados pela EEM para 2011 corrigidos dos valores relativos às licenças de CO<sub>2</sub>, das provisões para clientes de cobrança duvidosa e da comparticipação relativa ao investimento na remodelação do sistema hidroeléctrico da Calheta. O impacto total das decisões da ERSE face ao nível de proveitos permitidos considerado no cenário base é de -1,4%, correspondendo a uma diminuição de 1,5 milhões de euros. Para a evolução mencionada contribuíram as alterações:

- Aos custos aceites que representaram um decréscimo de 1,8 milhões de euros.
- À taxa de remuneração dos activos fixos na actividade que representou um acréscimo de 0,3 milhões de euros.

#### Quadro 10-5 - Impacte das decisões da ERSE nos proveitos permitidos de AGS

	Tarifas 2010	Cenário base	Cenário Base /Tarifas 2010	Tarifas 2011	Tarifas 2011 /Tarifas 2010	Custos aceites	Taxa de remuneração	Impacte total das decisões ERSE	Impacte total em % face ao Cenário base
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	140 335	108 215	-22,9%	106 674	-24,0%	-1 840	299	-1 541	-1,4%

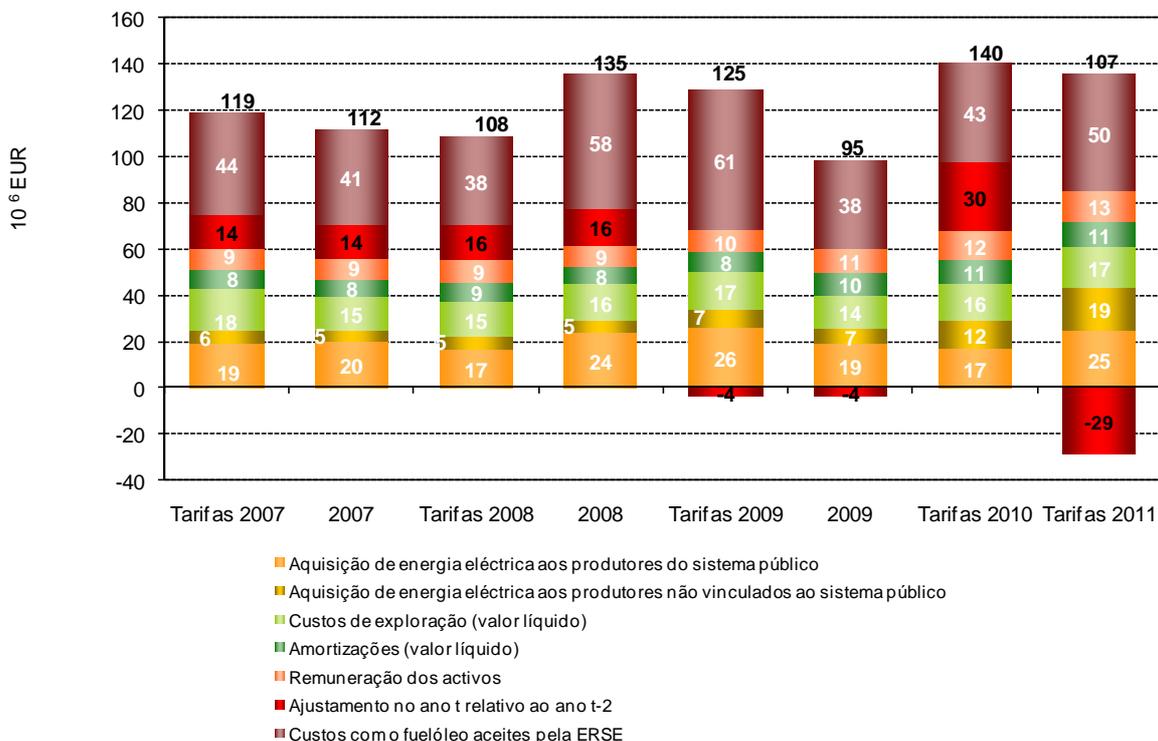
A Figura 10-3 apresenta para os anos de 2007 a 2011, os proveitos permitidos aceites para tarifas e os proveitos reais aceites de 2007 a 2009. A comparação entre o valor do ano de 2009 aceite pela ERSE e o valor das tarifas de 2009 é efectuada em detalhe no documento "Ajustamentos referentes a 2009 e 2010 a repercutir nas tarifas de 2011".

Pela análise da figura seguinte, é possível verificar os pesos dos custos com o fuelóleo aceites pela ERSE, dos custos com a aquisição de energia eléctrica e do ajustamento de *t-2*, no nível de proveitos permitidos de AGS ao longo do período em análise. O nível dos proveitos permitidos aceites pela ERSE para 2011 varia face ao nível de proveitos permitidos estipulados para 2010 em sequência:

- Do valor do ajustamento referente a *t-2*, que implica um montante a devolver pela empresa (28,7 milhões de euros), enquanto em tarifas de 2010, o ajustamento representava um montante a recuperar pela empresa (30,2 milhões de euros).
- Da remuneração dos activos (+8,7%).
- Do custo com as amortizações do exercício deduzidas do imobilizado participado (+7,3%).
- Do custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores não vinculados ao sistema público (+54,1%).
- Do custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores do sistema público (+45,7%).
- Dos custos com o fuelóleo aceites (+17,8%).

- Dos custos de exploração líquidos acrescido dos custos aceites com o Plano de Promoção do Desempenho Ambiental (+10,3%).

**Figura 10-3 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da EEM**



## 10.2 ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

As alterações introduzidas em 2009 no Regulamento Tarifário referidas anteriormente implicaram uma alteração da metodologia de definição dos proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, que passa de uma aceitação de custos em base anual, para a aplicação de um *price-cap* que varia anualmente em função da energia eléctrica prevista entregar a clientes e a redes de nível de tensão inferior. A definição dos parâmetros subjacentes a esta nova metodologia de regulação, nomeadamente a componente variável unitária dos proveitos e os parâmetros associados a essa componente, encontra-se explicada no documento “Parâmetros de Regulação para o Período 2009 a 2011” que acompanhou o documento de tarifas para 2009.

## 10.2.1 ACTUALIZAÇÃO DOS PARÂMETROS PARA 2011

### FACTOR DE PERDAS

A energia veiculada na rede de distribuição em MT foi ajustada tendo em conta a quantidade de energia que é entregue à rede de distribuição em BT e o factor de perdas associados a essa rede (+7,92%). Deste modo, a quantidade de energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição em MT à rede de BT considerada para cálculo dos proveitos permitidos em MT é de 943 594,6 MWh.

### COMPONENTE VARIÁVEL UNITÁRIA

A componente variável unitária dos proveitos da actividade de DEE (em euros por kWh) é actualizada tendo em conta a taxa de variação do índice de preços implícito no PIB (variação anual terminada no 2º trimestre de 2010), publicada pelo INE. A taxa considerada é de 0,5%.

O parâmetro  $X_j^D$  associado à componente variável unitária encontra-se publicado no documento “Parâmetros de Regulação e Custo do Capital para o Período 2009 a 2011”, tal como referido anteriormente.

Para 2011 foram apurados os seguintes valores para a componente variável unitária:

- MT = 0,022634 EUR/kWh = 0,022293 EUR/kWh \* [1+0,5% - (-1,030%)]
- BT = 0,029955 EUR/kWh = 0,031038 EUR/kWh \* [1+0,5% - (3,990%)]

## 10.2.2 ANÁLISE DE OUTROS CUSTOS DA DEE

### EFEITO DO TEMPORAL DE 2010

As intervenções da DEE dizem respeito à reconstrução da rede nos diversos níveis de tensão, à recuperação de postos de transformação e ao restabelecimento de partes da rede de iluminação pública.

O investimento total é referente unicamente ao ano de 2010 e ascende a cerca de 5 milhões de euros repartido por investimentos em MT de cerca de 3 milhões de euros e em BT de 2 milhões de euros. Terminado o ano de 2010, todos os investimentos na DEE encontrar-se-ão em exploração.

Em 2011, o impacto no nível dos proveitos permitidos da actividade de DEE do custo com capital<sup>12</sup> decorrente dos investimentos necessários para repor os activos desta actividade ascende a 615 milhares de euros (+387 milhares de euros em MT e +228 milhares de euros em BT).

#### **TAXA DE REMUNERAÇÃO DO CUSTO COM CAPITAL**

A remuneração dos activos líquidos afectos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é efectuada à taxa de rendibilidade média das OT a 10 anos, ocorrida entre 1 de Setembro de 2009 e 31 de Agosto de 2010 acrescida de 400 pontos, de acordo com o documento “Custo de Capital para o período 2009-2011” que acompanhou o documento de tarifas para 2009.

Tendo em conta que a referida remuneração se situou nesse período em 4,56%, taxa superior em 1 ponto base relativamente à taxa de remuneração implícita no cálculo das variáveis unitárias dos proveitos, efectuada em 2008, para cálculo de tarifas de 2009 (4,55%); procedeu-se assim, à correcção do referido diferencial no cálculo dos proveitos permitidos para 2011.

O impacto dessa alteração nos proveitos permitidos para 2011 situa-se em +18,2 milhares de euros (+13,2 milhares de euros em MT e +5,0 milhares de euros na BT).

#### **CUSTOS COM O PLANO DE PROMOÇÃO DE DESEMPENHO AMBIENTAL**

No processo de tarifas para 2011, o montante total aceite pela ERSE de custos relativos ao Plano de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA) ascende a 452 milhares de euros. O documento “Planos de Promoção do Desempenho Ambiental do Sector Eléctrico – Análise dos relatórios de execução de 2009” apresenta os valores aceites pela ERSE para efeitos de tarifas para 2011 bem como as diversas medidas a desenvolver pela empresa.

### **10.2.3 PROVEITOS DA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA DA RAM**

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é dado pela expressão contida no n.º 1 do Artigo 96º do Regulamento Tarifário. O Quadro 10-6 apresenta as variáveis e os parâmetros utilizados no cálculo dos proveitos permitidos para 2011, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2010.

---

<sup>12</sup> Remuneração dos activos e amortizações líquidas das amortizações do imobilizado participativo.

**Quadro 10-6 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EEM**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
		Tarifas 2010	Tarifas 2011	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)]/(1)
a	Componente variável unitária dos proveitos em MT, em Euros por kWh	0,022293	0,022634	1,5%
b	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão MT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	954 301 645	943 594 563	-1,1%
c	Custos com a promoção do desempenho ambiental, em MT	246	316	28,4%
d	Custos ocorridos não previstos para o período de regulação, em MT		387	
e	Rectificação da taxa de remuneração	-190	13	
f	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE, em MT, relativos ao ano t-2	534	1 252	134,5%
<b>1 = a * b / 1000 + c + e - f</b>	<b>Proveitos Permitidos em MT</b>	<b>20 797</b>	<b>20 822</b>	<b>0,1%</b>
a	Componente variável unitária dos proveitos em BT, em Euros por kWh	0,031038	0,029955	-3,5%
b	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão BT em kWh	705 631 356	695 136 699	-1,5%
c	Custos com a promoção do desempenho ambiental, em BT	170	136	-19,8%
d	Custos ocorridos não previstos para o período de regulação, em BT		228	
e	Rectificação da taxa de remuneração	-74	5	
f	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE, em BT, relativos ao ano t-2	-350	-255	27,1%
<b>2 = a * b / 1000 + c + e - f</b>	<b>Proveitos Permitidos em BT</b>	<b>22 347</b>	<b>21 447</b>	<b>-4,0%</b>
<b>3 = 1 + 2</b>	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica</b>	<b>43 144</b>	<b>42 269</b>	<b>-2,0%</b>
	Energia Distribuída (MWh)	897 983	888 534	-1,1%
	<b>Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)</b>	<b>48,25</b>	<b>48,69</b>	<b>0,9%</b>

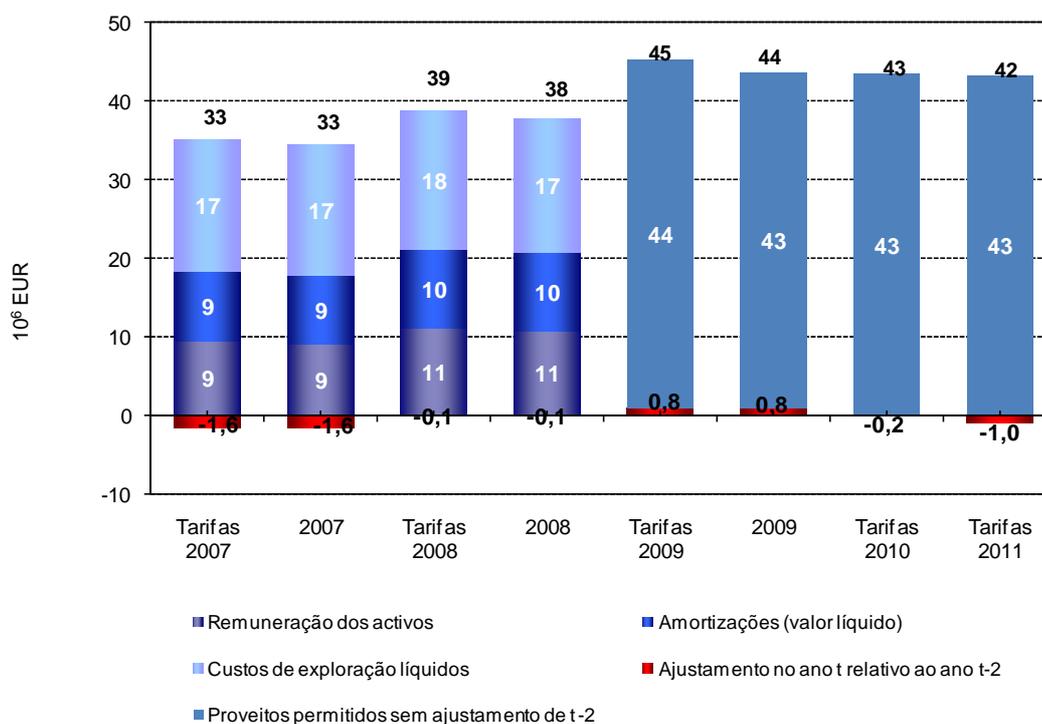
A análise do quadro evidencia um decréscimo no nível de proveitos permitidos de 2011 face aos valores aceites nas tarifas para 2010 (-2,0%). Considerando apenas os proveitos obtidos por aplicação do *price-cap*, o nível de proveitos de 2011 apresenta um decréscimo de 2,3%. Esta variação é explicada pelo facto de a energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição em MT e a energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição em BT em 2011 serem inferiores às consideradas para o ano de 2010. O crescimento do consumo de energia eléctrica na Região Autónoma da Madeira apresentou um abrandamento em 2009 (a taxa de crescimento dos fornecimentos em 2009 foi de 0,1%) sendo que a EEM prevê para 2011 um crescimento de 1% face aos valores de 2010. Esta evolução é reflexo de uma conjuntura económica mais desfavorável e de condições atmosféricas desfavoráveis que tem assolado a região durante o final de 2009 e início de 2010.

Por unidade de energia distribuída, os proveitos permitidos de 2011 (excluindo o ajustamento de t-2) apresentam um acréscimo de 0,9% face aos valores de 2010, justificado pelo decréscimo na energia distribuída (-1,1%) ser superior ao decréscimo no nível dos proveitos permitidos, excluindo o ajustamento de t-2 (-0,1%).

Na Figura 10-4 é evidenciada a desagregação dos proveitos permitidos de 2007 a 2011, aceites pela ERSE, para cálculo de tarifas e de ajustamentos. A comparação entre o valor do ano de 2009 aceite pela

ERSE e o valor das tarifas de 2009 é efectuada em detalhe no documento "Ajustamentos referentes a 2009 e 2010 a repercutir nas tarifas de 2011". Os proveitos permitidos fixados a partir de 2009 reflectem a reestruturação efectuada nesta actividade com a inclusão de parte dos custos da actividade da CEE.

**Figura 10-4 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EEM**



### 10.3 ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

As alterações introduzidas em 2009 no Regulamento Tarifário, referidas anteriormente, implicaram uma alteração da metodologia de definição dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, que passa de uma aceitação de custos, em base anual, para a aplicação de um *price-cap* que varia anualmente em função do número médio de clientes. A definição dos parâmetros subjacentes a esta nova metodologia de regulação, nomeadamente a componente variável unitária dos proveitos e os parâmetros associados a essa componente, encontra-se explicada no documento "Parâmetros de Regulação para o Período 2009 a 2011" que acompanhou o documento de tarifas para 2009.

### 10.3.1 ACTUALIZAÇÃO DOS PARÂMETROS PARA 2011

#### COMPONENTE VARIÁVEL UNITÁRIA

A componente variável unitária dos proveitos da actividade de CEE (em euros por cliente) é actualizada tendo em conta a taxa de variação do índice de preços implícito no PIB (variação anual terminada no 2º trimestre de 2010), publicada pelo INE. A taxa considerada é de 0,5%.

O parâmetro  $X_j^C$  associado à componente variável unitária encontra-se publicado no documento “Parâmetros de Regulação e Custo do Capital para o Período 2009 a 2011”, tal como referido anteriormente.

Para 2011 foram apurados os seguintes valores para a componente variável unitária:

- $MT = 2\,019,576 \text{ EUR/cliente} = 2\,119,178 \text{ EUR/cliente} * [1+0,5\% - (5,2\%)]$
- $BT = 28,099 \text{ EUR/cliente} = 30,169 \text{ EUR/cliente} * [1+0,5\% - (7,36\%)]$

### 10.3.2 ANÁLISE DE OUTROS CUSTOS DA CEE

#### EFEITO DO TEMPORAL DE 2010

O investimento total diz respeito à recuperação de edifícios comerciais no ano de 2010, ascendendo a cerca de 15 milhares de euros repartido por investimentos em MT de 1 500 euros e em BT de 13,8 milhares de euros. Terminado o ano de 2010, todos os investimentos na CEE encontrar-se-ão em exploração.

Em 2011, o impacte no nível dos proveitos permitidos da actividade de CEE do custo com capital<sup>13</sup> decorrente dos investimentos necessários para repor os activos desta actividade ascende a 0,79 milhares de euros (+0,08 milhares de euros em MT e +0,71 milhares de euros em BT).

#### TAXA DE REMUNERAÇÃO DO CUSTO COM CAPITAL

A remuneração dos activos líquidos afectos à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica é efectuada à taxa de rendibilidade média das OT a 10 anos, ocorrida entre 1 de Setembro de 2009 e 31 de Agosto de 2010, acrescida de 400 pontos, de acordo com o documento “Custo de Capital para o período 2009-2011” que acompanhou o documento de tarifas para 2009.

---

<sup>13</sup> Remuneração dos activos e amortizações líquidas das amortizações do imobilizado participativo.

## PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO EM 2011

Actividades desenvolvidas pela entidade concessionária  
do transporte e distribuidor vinculado da RAM

Tendo em conta que a referida remuneração se situou nesse período em 4,56%, taxa superior em 1 ponto base relativamente à taxa de remuneração implícita no cálculo das variáveis unitárias dos proveitos efectuado em 2008, para cálculo de tarifas de 2009 (4,55%), procedeu-se assim, à correcção do referido diferencial no cálculo dos proveitos permitidos para 2011.

O impacte dessa alteração nos proveitos permitidos para 2011 ascende a +315 euros (+31 euros em MT e +283 euros na BT).

### 10.3.3 PROVEITOS PERMITIDOS NA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA DA RAM

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, é dado pela expressão contida no n.º 1 do Artigo 97º do Regulamento Tarifário. O Quadro 10-7 apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2011, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2010.

**Quadro 10-7 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EEM**

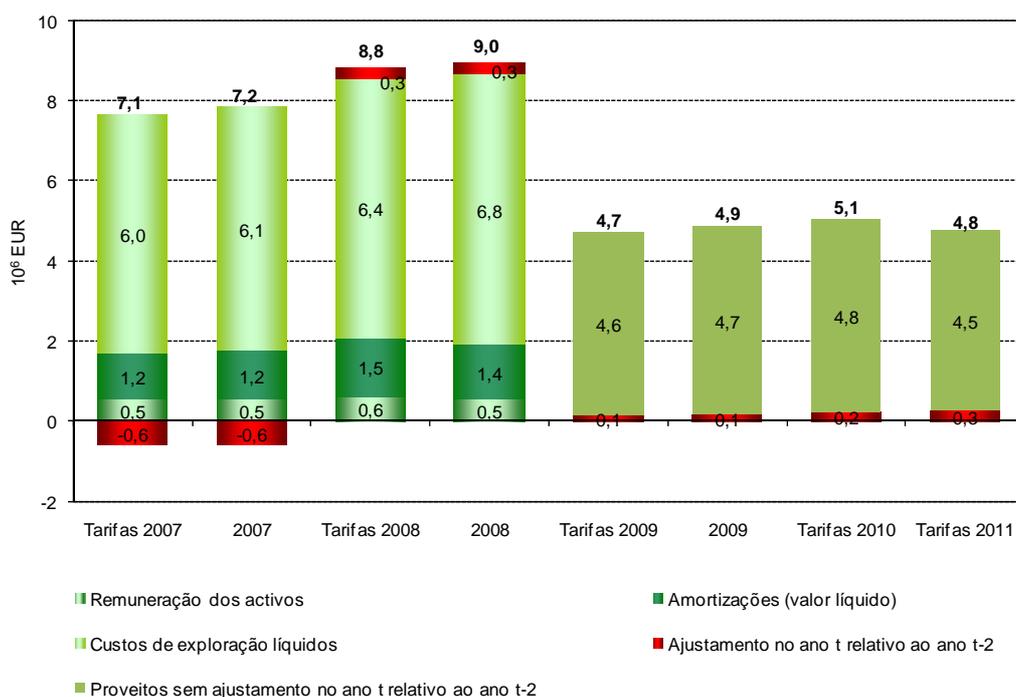
		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
		Tarifas 2010	Tarifas 2011	Varição (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)]/(1)
a	Componente variável unitária dos proveitos em MT, em Euros por cliente	2 119,178	2 019,576	-4,7%
b	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	250	251	0,2%
c	Rectificação da taxa de remuneração em MT	-1	0,031	
d	Outros custos relacionados com obrigações regulamentares, em MT, relativos a t	18	20	15,3%
e	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE, em MT, relativos ao ano t-2	-47	-24	
<b>1 = a * b / 1000 + c + d - e</b>	<b>Proveitos Permitidos em MT</b>	<b>595</b>	<b>550</b>	<b>-7,4%</b>
a	Componente variável unitária dos proveitos em BT, em Euros por cliente	30,169	28,099	-6,9%
b	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	136 568	135 773	-0,6%
c	Rectificação da taxa de remuneração em BT	-5	0,283	
d	Outros custos relacionados com obrigações regulamentares, em BT, relativos a t	158	182	15,3%
e	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE, em BT, relativos ao ano t-2	-186	-229	
<b>2 = a * b / 1000 + c + d - e</b>	<b>Proveitos Permitidos em BT</b>	<b>4 459</b>	<b>4 226</b>	<b>-5,2%</b>
<b>3 = 1 + 2</b>	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica</b>	<b>5 054</b>	<b>4 776</b>	<b>-5,5%</b>
	<b>Proveitos permitidos por cliente (exclui o ajustamento de t-2) (€/cliente)</b>	<b>35,23</b>	<b>33,26</b>	<b>-5,6%</b>

Pela análise do quadro, verifica-se um decréscimo no nível dos proveitos permitidos para 2011 de 5,5%, face aos valores aceites nas tarifas para 2010. O valor dos proveitos permitidos de 2010 encontra-se, influenciado pelo valor a devolver da rectificação da taxa de remuneração de 2010 (5,4 milhares de

euros) e pela aceitação de outros custos relacionados com obrigações regulamentares. O valor dos proveitos permitidos de 2011 encontra-se influenciado pelo valor a crescer da rectificação da taxa de remuneração de 2011 (+315 milhares de euros) e pela aceitação de outros custos relacionados com obrigações regulamentares. Excluindo estes dois efeitos extraordinários, o valor dos proveitos permitidos (incluindo o valor do ajustamento de *t-2*) apresenta um decréscimo de 6,3% entre 2010 e 2011.

A Figura 10-5 evidencia a desagregação dos proveitos permitidos de 2007 a 2011, aceites pela ERSE, para cálculo de tarifas e de ajustamentos. Tal como nas restantes actividades, a comparação entre o valor do ano de 2009, aceite pela ERSE, e o valor das tarifas de 2009 é efectuada em detalhe no documento "Ajustamentos referentes a 2009 e 2010 a repercutir nas tarifas de 2011". Os proveitos permitidos fixados a partir de 2009 reflectem a reestruturação efectuada que consistiu na transferência de custos desta actividade para a actividade de DEE.

**Figura 10-5 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EEM**



## 10.4 PROVEITOS PERMITIDOS À EEM PARA 2011

O nível de proveitos definidos para cada actividade regulada da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM para 2011 é apresentado no Quadro 10-8. É igualmente apresentado o nível de proveitos resultante do processo de cálculo das tarifas para 2010.

**Quadro 10-8 - Proveitos permitidos da EEM**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Tarifas 2010	Tarifas 2011	Varição (%)
	(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	140 335	106 674	-24,0%
Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	43 144	42 269	-2,0%
Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	5 054	4 776	-5,5%
<b>Proveitos permitidos da EEM</b>	<b>188 533</b>	<b>153 719</b>	<b>-18,5%</b>

Os proveitos permitidos da EEM para 2011 apresentam um decréscimo de 18,5% face aos valores de 2010. A actividade de AGS sendo a actividade com maior peso no total dos proveitos permitidos da empresa e, sendo a actividade que apresenta o maior decréscimo relativo, justifica a evolução global dos proveitos permitidos da EEM. Analisando conjuntamente as actividades de DEE e de CEE, os proveitos decrescem 2,4%, para igual período.

Excluindo o efeito do ajustamento de  $t-2$ , os proveitos permitidos da EEM apresentam um crescimento de cerca de 16% (Quadro 10-9) em que, a actividade com maior variação é, à semelhança do ano anterior, a actividade de AGS. A explicação para o decréscimo do nível de proveitos permitidos de 2011 reside na magnitude do ajustamento de 2009 (+29,5 milhões de euros), que representa um montante a devolver pela empresa.

Excluindo o efeito do ajustamento, as actividades de DEE e de CEE decrescem 0,1% e 6,1% respectivamente, entre os valores de 2010 e 2011. Apenas a actividade de AGS apresenta um crescimento positivo, para igual período.

**Quadro 10-9 – Proveitos permitidos da EEM, excluindo o ajustamento de t-2**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Tarifas 2010	Tarifas 2011	Varição (%)
	(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	110 091	135 413	23,0%
Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	43 328	43 266	-0,1%
Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	4 820	4 524	-6,1%
<b>Proveitos permitidos da EEM (exclui ajustamento de t-2)</b>	<b>158 239</b>	<b>183 203</b>	<b>15,8%</b>

**10.5 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA**

No Quadro 10-10 é apresentado o sobrecusto por actividade da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM para 2010 e 2011. É igualmente apresentado o valor do custo com a convergência tarifária, para igual período.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO EM 2011

Actividades desenvolvidas pela entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM

**Quadro 10-10 - Custo com a convergência tarifária na RAM**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		Tarifas 2010	Tarifas 2011
$\tilde{S}M_t^{AGS}$	<b>Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema</b>	<b>53 915</b>	<b>14 406</b>
$\tilde{R}_t^{AGS}$	Proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	140 335	106 674
$\tilde{R}_{AGS,t}^M$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	84 325	88 974
$\tilde{S}RAM_t^{AGS}$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à actividade de AGS da RAM	2 095	3 294
$\tilde{S}M_t^D$	<b>Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica</b>	<b>11 020</b>	<b>9 742</b>
$\tilde{R}_{j,t}^D$	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	43 144	42 269
$\tilde{R}_{D,j,t}^M$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	31 696	30 299
$\tilde{S}RAM_{j,t}^D$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à actividade de DEE da RAM	428	2 227
$\tilde{S}M_t^C$	<b>Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica</b>	<b>2 216</b>	<b>1 978</b>
$\tilde{R}_{j,t}^C$	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	5 054	4 776
$\tilde{R}_{C,j,t}^M$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes às entregas da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	2 752	2 346
$\tilde{S}RAM_{j,t}^C$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à actividade de CEE da RAM	86	452
	<b>Custo com a Convergência Tarifária</b>	<b>67 151</b>	<b>26 126</b>
$\tilde{R}AM_{Pol,t}$	<b>Custo da Convergência Tarifária a incorporar na UGS</b>	<b>67 151</b>	<b>26 126</b>

O valor do Custo com a Convergência Tarifária da RAM nas tarifas para 2011 é de 26 126 milhares de euros sendo totalmente recuperada através da tarifa de UGS.

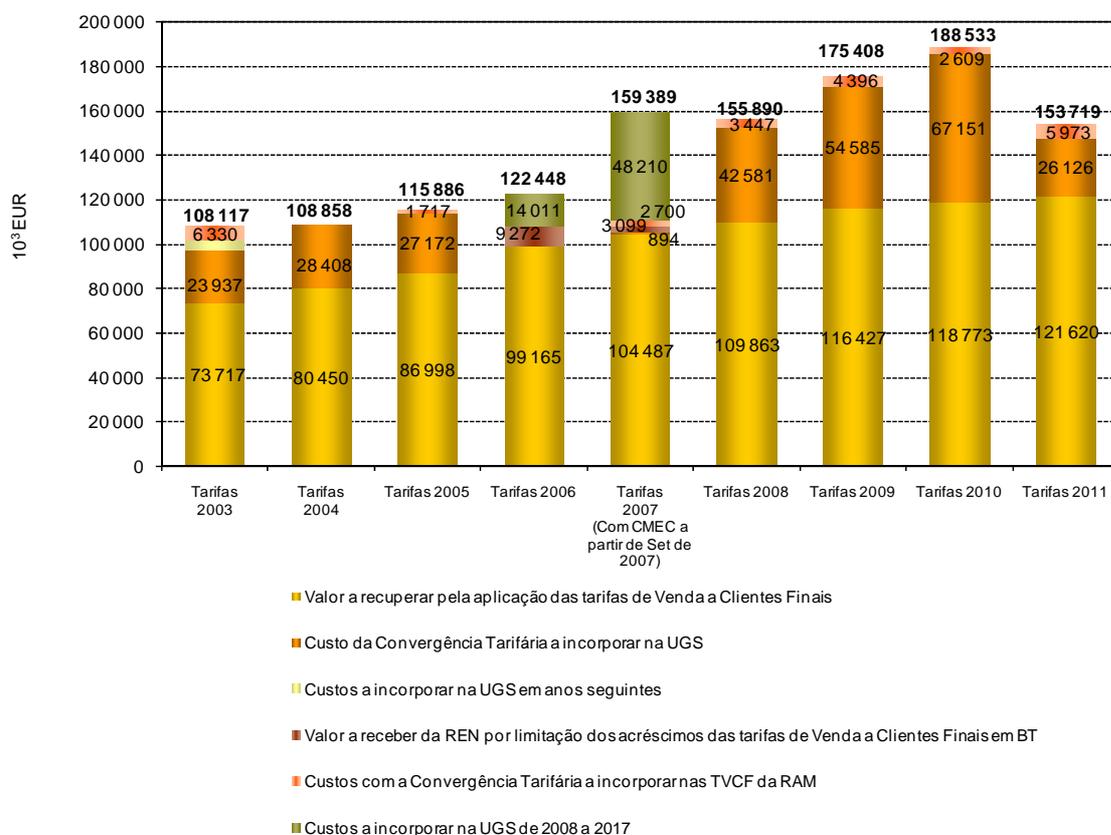
A Figura 10-6 apresenta o nível de proveitos permitidos da EEM desagregado da seguinte forma:

- Valor a recuperar aplicando as tarifas de Venda a Clientes Finais.
- Custo da convergência tarifária a incorporar na UGS.
- Custos a incorporar na UGS em anos seguintes.
- Custos a incorporar na UGS de 2008 a 2017.

- Valor a receber da REN por limitação dos acréscimos das tarifas de Venda a Clientes Finais em BT.
- Custos da convergência tarifária a incorporar nas TVCF da RAM.

Esta figura permite comparar os valores de proveitos permitidos aceites para cálculo das tarifas desde 2003.

**Figura 10-6 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EEM**



Entre os valores de 2010 e 2011, o custo com a convergência tarifária a incorporar na UGS apresenta um decréscimo de 61%, tendo crescido o peso do valor a recuperar pela aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais no total dos proveitos permitidos.

A 11 de Dezembro de 2007, a EEM celebrou um contrato de cessão de créditos referentes aos custos com a convergência tarifária de 2006 e 2007<sup>14</sup> com o Banco Comercial Português, S.A. e a Caixa Geral de Depósitos, S.A.. Estes bancos passam a deter, em partes iguais, o direito ao recebimento das rendas a serem incorporadas na tarifa UGS até ao ano de 2017. A anuidade referente ao ano 2011 é de 6 956 milhares de euros sendo este montante transferido pela REN para os bancos cessionários em regime de duodécimos, durante o ano de 2011.

---

<sup>14</sup> Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro que estabelece que os custos com a convergência tarifária de 2006 e 2007 serão recuperados através da tarifa de UGS, acrescidos de juros, em prestações constantes, ao longo de um período de 10 anos, a partir de 2008.