

**PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS  
REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO EM 2010**

Dezembro 2009

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º  
1400-113 Lisboa  
Tel.: 21 303 32 00  
Fax: 21 303 32 01  
e-mail: [erse@erse.pt](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>PRESSUPOSTOS .....</b>	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>SUSTENTABILIDADE E COEXISTÊNCIA DE MERCADO REGULADO E MERCADO LIVRE .....</b>	<b>9</b>
<b>4</b>	<b>ACTIVIDADE DESENVOLVIDA PELO AGENTE COMERCIAL (SOBRECUSTO CAE).....</b>	<b>11</b>
<b>5</b>	<b>ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT ..</b>	<b>15</b>
5.1	Actividade de Gestão Global do Sistema.....	16
5.1.1	Custos directamente relacionados com a actividade de Gestão Global do Sistema .....	16
5.1.2	Custos decorrentes de política energética, ambiental ou de interesse económico geral.....	19
5.2	Actividade de Transporte de Energia Eléctrica.....	23
<b>6</b>	<b>ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO .....</b>	<b>31</b>
6.1	Actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.....	32
6.1.1	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a Produtores em regime especial .....	32
6.1.2	Amortização e juros da dívida tarifária.....	33
6.1.3	Custos decorrentes da sustentabilidade de mercados .....	35
6.1.4	Custos com tarifa social .....	35
6.1.5	Custos com a manutenção do equilíbrio contratual.....	36
6.2	Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	49
<b>7</b>	<b>ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO .....</b>	<b>53</b>
7.1	Actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica .....	53
7.1.1	Custos com a aquisição de energia eléctrica nos mercados organizados .....	53
7.1.2	Ajustamentos.....	60
7.2	Actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição ....	62
7.3	Actividade de Comercialização.....	63
<b>8</b>	<b>PROVEITOS PERMITIDOS PARA 2010 NO CONTINENTE.....</b>	<b>65</b>
<b>9</b>	<b>ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES .....</b>	<b>67</b>
9.1	Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema .....	67
9.2	Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	77
9.3	Actividade de comercialização de Energia Eléctrica.....	80
9.4	Proveitos permitidos à EDA para 2010 .....	83
9.5	Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores.....	84
<b>10</b>	<b>ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIDOR VINCULADO DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA .....</b>	<b>87</b>

---

10.1	Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema .....	88
10.1.1	Análise dos custos de AGS.....	88
10.1.2	Proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAM.....	96
10.2	Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	99
10.2.1	Actualização dos parâmetros para 2010.....	99
10.2.2	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAM.....	100
10.3	Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica.....	102
10.3.1	Actualização dos parâmetros para 2010.....	103
10.3.2	Proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAM ..	103
10.4	Proveitos Permitidos à EEM para 2010 .....	105
10.5	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira .....	106
<b>11</b>	<b>CUSTOS COM OS PLANOS DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL.....</b>	<b>111</b>

## 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 – Taxas de juro e <i>spreads</i> .....	7
Quadro 4-1 - Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE previsto para 2010 .....	12
Quadro 4-2 - Alterações aos pressupostos da REN Trading.....	13
Quadro 4-3 - Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica .....	13
Quadro 5-1 – Custos de exploração líquidos de proveitos de exploração que não resultam da aplicação das tarifas de UGS .....	18
Quadro 5-2 - Custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas.....	20
Quadro 5-3 - Custos com a convergência tarifária das RAS referente a 2006 e 2007 .....	21
Quadro 5-4 - Proveitos permitidos na actividade de Gestão Global do Sistema.....	22
Quadro 5-5 - Custo operacional de exploração e custos incrementais da actividade de TEE .....	24
Quadro 5-6 – Incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil. ....	26
Quadro 5-7 – Evolução dos montantes referentes a limpeza de florestas .....	28
Quadro 5-8 - Proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica .....	29
Quadro 6-1 - Diferencial de custos com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial.....	33
Quadro 6-2 – Amortização e juros da dívida tarifária.....	35
Quadro 6-3- Ajustamento do montante dos CMEC .....	38
Quadro 6-4 – Evolução dos custos com combustíveis em Sines e Setúbal.....	43
Quadro 6-5 – Evolução da taxa de inflação .....	45
Quadro 6-6 - Proveitos permitidos na actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte .....	48
Quadro 6-7 - Custos com o plano de reestruturação de efectivos .....	50
Quadro 6-8 - Proveitos permitidos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	52
Quadro 7-1 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da sua procura.....	54
Quadro 7-2 - Custo de aquisição de energia eléctrica à PRE .....	55
Quadro 7-3 - Ajustamentos do comercializador de último recurso .....	61
Quadro 7-4 - Custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica .....	62
Quadro 7-5 - Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição .....	63
Quadro 7-6 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos na actividade de Comercialização.....	64
Quadro 8-1 - Proveitos permitidos em 2010, por actividade, no Continente .....	65
Quadro 9-1 - Proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema de 2007 a 2010.....	69
Quadro 9-2 - Custos unitários variáveis da energia eléctrica emitida pelas centrais térmicas da EDA .....	70

Quadro 9-3 - Custo unitário da energia eléctrica adquirida aos produtores do sistema independente .....	70
Quadro 9-4 - Custo unitário do gasóleo .....	71
Quadro 9-5 - Custos da produção de energia eléctrica adquirida .....	72
Quadro 9-6 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da EDA .....	75
Quadro 9-7 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EDA.....	78
Quadro 9-8 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EDA.....	81
Quadro 9-9 - Proveitos permitidos à EDA para 2010.....	83
Quadro 9-10 - Proveitos permitidos à EDA, para 2010, excluindo ajustamentos.....	84
Quadro 9-11 - Custo com a convergência tarifária da RAA.....	85
Quadro 10-1 – Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo de tarifas para 2010 .....	89
Quadro 10-2 – Novos preços e custos com fuelóleo .....	90
Quadro 10-3 - Evolução do custo unitário variável da energia eléctrica emitida pelas centrais térmicas da EEM .....	91
Quadro 10-4 - Evolução do custo unitário da energia eléctrica adquirida pela EEM por tecnologia.....	92
Quadro 10-5 – Custos de exploração enviados para 2010.....	94
Quadro 10-6 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da EEM.....	97
Quadro 10-7 - Impacte das decisões da ERSE nos proveitos permitidos de AGS .....	98
Quadro 10-8 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EEM .....	101
Quadro 10-9 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EEM .....	104
Quadro 10-10 - Proveitos permitidos da EEM.....	105
Quadro 10-11 – Proveitos permitidos da EEM, excluindo o ajustamento de $t-2$ .....	106
Quadro 10-12 - Custo com a convergência tarifária na RAM .....	107
Quadro 11-1 – Custos previstos com os PPDA para a REN .....	112
Quadro 11-2 - Custos previstos com os PPDA para a EDP Distribuição .....	112
Quadro 11-3 - Custos previstos com os PPDA para a EDA .....	112
Quadro 11-4 - Custos previstos com os PPDA para a EEM.....	113
Quadro 11-5 - Previsão de custos de gestão dos PPDA .....	113

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 – Evolução das taxas de juro euribor .....	5
Figura 2-2 – Evolução da cotação dos CDS de uma empresa representativa do SEN .....	6
Figura 5-1 - Investimento a custos técnicos na actividade de Gestão Global do Sistema entre 2002 e 2010.....	17
Figura 5-2 - Taxa de remuneração dos activos fixos .....	19
Figura 5-3 - Taxa de remuneração do activo da actividade TEE.....	27
Figura 6-1- Ajustamento do montante dos CMEC .....	40
Figura 6-2 – Receita unitária definido no cálculo do valor inicial dos CMEC e no cálculo da revisibilidade.....	41
Figura 6-3 – Evolução do preço médio mensal ponderado em Portugal.....	41
Figura 6-4 – Produção das centrais com CMEC e Índice de Produtibilidade Hidroeléctrica.....	42
Figura 6-5 – Produção ocorrido das centrais com CMEC entre 2005 e 2008 e valor implícito no cálculo dos CMEC para 2008.....	43
Figura 6-6 – Evolução do encargo de energia unitário das centrais térmicas.....	44
Figura 6-7 – Margem das vendas em 2008 .....	44
Figura 7-1 - Evolução do preço médio ponderado de energia eléctrica .....	56
Figura 7-2 – Evolução do diferencial de preços entre Portugal e Espanha.....	57
Figura 7-3 – Evolução da média móvel a 12 meses do preço do Brent (EUR/bbl) e do preço da energia eléctrica na <i>pool</i> ibérica (Espanha) .....	58
Figura 7-4 – Preço médio ponderado para Portugal para 2010.....	60
Figura 9-1 – Custos unitários dos combustíveis para produção de energia eléctrica ocorrido e previstos .....	72
Figura 9-2 - Investimento a custos técnicos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema .....	74
Figura 9-3 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da EDA .....	76
Figura 9-4 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EDA .....	79
Figura 9-5 - Proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EDA, evolução da energia vendida e proveitos unitários .....	80
Figura 9-6 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EDA .....	82
Figura 9-7 - Proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EDA, evolução da energia vendida e proveitos unitários .....	83
Figura 9-8 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EDA de 2003 a 2010 .....	86
Figura 10-1 – Evolução da cotação dos futuros do fuelóleo de baixo teor de enxofre para 2010.....	89
Figura 10-2 - Custos de exploração por unidade produzida na AGS .....	96
Figura 10-3 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da EEM.....	99
Figura 10-4 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EEM.....	102

Figura 10-5 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EEM.....	105
Figura 10-6 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EEM .....	108

## 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 2010 e apresentam-se e justificam-se as principais opções tomadas pela ERSE relativamente aos custos, proveitos e investimentos em 2010.

Os proveitos permitidos das actividades reguladas têm em conta os parâmetros definidos no documento “Parâmetros de regulação e Custo do capital para o período 1999-2011”, de Dezembro de 2008.



## 2 PRESSUPOSTOS

Os valores dos proveitos permitidos para 2010 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*.

### 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 2010.

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 2009, publicado pelo INE. A taxa situou-se em 1,5%.

As previsões de organismos nacionais e internacionais para o deflator do PIB, para Portugal em 2009 e 2010, são apresentadas no Quadro 2-1.

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

Unidade: %

	MFAP	OCDE	CE
2009	2,4	0,3	2,2
2010	2,5	1,2	1,6

Fonte: MFAP - Programa de Estabilidade e Crescimento para 2008-2011, Janeiro/2009, OCDE - "Economic Outlook, n.º 85 - Junho/2009", CE - "European Economy" - Previsões de Primavera 2009, Maio/2009

As previsões das empresas para 2009 e 2010 encontram-se sintetizadas no Quadro 2-2.

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

Unidade: %

	REN	EDP Distribuição	EDP Serviço Universal	EDA	EEM
2009	1,0	2,6	2,6	2,4	2,4
2010	2,0	1,6	1,6	2,5	2,5

A taxa de inflação adoptada pela ERSE para 2010, de 1,6%, corresponde à previsão da Comissão Europeia, no âmbito das previsões da Primavera de 2009.

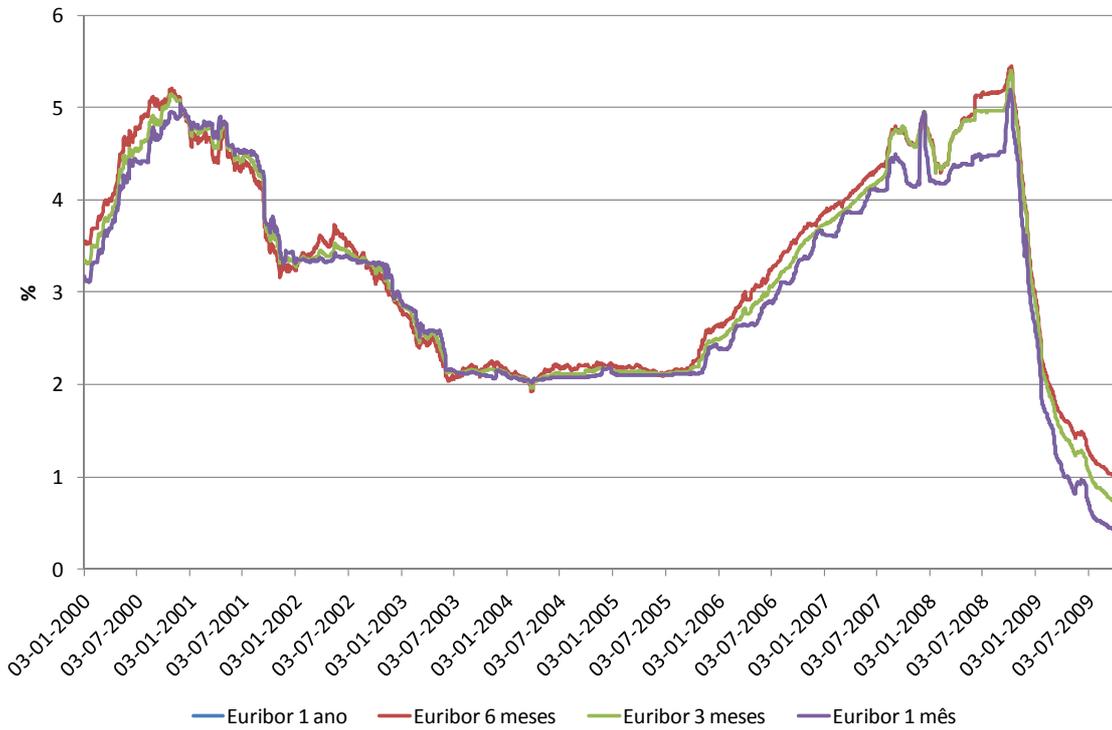
**TAXAS DE JURO E SPREADS**

O Regulamento Tarifário em vigor estabelece que é aplicado um *spread* para cada ano de cálculo dos ajustamentos aos proveitos. O *spread* definido para um determinado ano deverá assim reflectir o risco financeiro associado às actividades correntes efectuadas pelas empresas reguladas nesse ano.

No que diz respeito a 2009, as condicionantes financeiras ainda reflectem a profunda crise financeira de 2008, cujo auge materializou-se na falência do Banco Lehman Brothers em Setembro de 2008, tendo um forte impacte na confiança no sistema financeiro internacional.

No seguimento desta crise, o Banco Central Europeu diminuiu consecutivamente a sua taxa Directora, de modo a dinamizar os mercados financeiros. Esta diminuição teve um reflexo quase imediato na diminuição na taxa de juro inter-bancária de curto prazo na zona Euro, as taxas euribor, como ilustra a Figura 2-1.

**Figura 2-1 – Evolução das taxas de juro euribor**



Fonte: Reuters

Actualmente, as condições de financiamento, embora mais favoráveis do que as verificadas no final de 2008 e no início do corrente, ainda não atingiram a normalidade, como se pode observar na figura que segue, que apresenta a evolução das cotações CDS para os empréstimos a 1 ano de uma empresa representativa do sector eléctrico nacional.

Figura 2-2 – Evolução da cotação dos CDS de uma empresa representativa do SEN



Fonte: reuters

Neste contexto, aplicou-se um *spread* de 100 ponto base no cálculo dos ajustamentos relativos a 2009. Este *spread* sendo mais elevado do que o *spread* habitualmente aplicado, reflecte o carácter anómalo de 2009.

No seguimento do referido, o Quadro 2-3 apresenta as taxas de juros e *spreads* utilizadas no cálculo dos proveitos permitidos para 2010.

**Quadro 2-3 – Taxas de juro e *spreads***

	<b>2010</b>
Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, valores diários de 2008, para cálculo dos ajustamentos de 2008	4,644%
Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11, para cálculo dos ajustamentos de 2008 e de 2009	1,295%
<i>Spread</i> no ano 2008 para cálculo dos ajustamentos de 2008	0,5 p.p.
<i>Spread</i> no ano 2009 para cálculo dos ajustamentos de 2008 e dos ajustamentos de 2009	1 p.p.
Taxa de juro EURIBOR a três meses, no último dia de Junho de 2009, para cálculo das rendas dos défices tarifários	1,099%
<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	0,9 p.p.
<i>Spread</i> para a dívida ao abrigo do DL n.º165/2008 titularizada	1,95 p.p.



### **3 SUSTENTABILIDADE E COEXISTÊNCIA DE MERCADO REGULADO E MERCADO LIVRE**

No âmbito das suas competências a ERSE deve criar condições favoráveis ao exercício eficiente das actividades do sector eléctrico ao longo de toda a sua cadeia de valor. Para o efeito, os modelos de regulação adoptados devem promover, por um lado, o melhor desempenho económico das actividades reguladas, em particular as que apresentam características de monopólio natural como as redes de transporte e de distribuição e, por outro lado, a eficiência na afectação de recursos através da aprovação de sinais de preços adequados. No mercado liberalizado as condições comerciais, nomeadamente os preços praticados, são negociadas livremente entre comercializadores e clientes. No mercado regulado os fornecimentos são assegurados por comercializadores de último recurso com obrigações de serviço universal e sujeitos à regulação pela ERSE que aprova as tarifas de último recurso a praticar. A coexistência de um mercado liberalizado com tarifas reguladas torna fundamental que os modelos de regulação adoptados assegurem o funcionamento eficiente e sustentado do mercado. A existência de desvios de custos de aquisição de energia acentuados na actividade de compra e venda de energia eléctrica da comercialização de último recurso determina que a sua transferência para os consumidores seja efectuada na tarifa de Uso Global do Sistema, aplicável a todos os consumidores. Assegura-se assim o alinhamento de custos entre as tarifas reguladas e o mercado liberalizado, promovendo-se as condições necessárias ao seu funcionamento eficiente e sustentado.

A volatilidade dos mercados de energia originou uma acentuada diminuição dos preços da energia eléctrica nos mercados à vista e de futuros a partir do segundo semestre de 2008. Estima-se que o preço médio de energia no mercado organizado em 2009 seja muito inferior ao considerado nas tarifas de 2009, o que origina um desvio de energia significativo no CUR, a devolver aos consumidores.

Desta forma, e tendo em consideração o principio da sustentabilidade de mercados e da estabilidade tarifária, a devolução do desvio de energia aos consumidores em 2010 é efectuada, conforme previsto no Regulamento Tarifário, através da tarifa de UGS paga por todos os clientes.

A determinação dos montantes a considerar e os impactes nos proveitos a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema são analisados no Capítulo 3 do documento “Proposta de tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços em 2010”.



#### **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 2010, do sobrecusto previsto para esse ano pela REN Trading, bem como do sobrecusto contemplado nas estimativas da ERSE para 2009.

**Quadro 4-1 - Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE previsto para 2010**

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

		2009	2010	2010		
		Tarifas 2010	Proposta REN Trading Junho 2009	Tarifas 2010	[(3)-(1)]/(1) %	[(3)-(2)]/(2) %
		(1)	(2)	(3)		
<b>Encargo de Potência</b>						
(1a)	Tejo Energia	119 826	119 972	119 972	0,1%	0,0%
(1b)	Turbogás	107 697	111 976	111 976	4,0%	0,0%
(1)=(1a)+(1b)	<b>Total</b>	<b>227 523</b>	<b>231 948</b>	<b>231 948</b>	<b>1,9%</b>	<b>0,0%</b>
<b>Encargo de Energia</b>						
(2a)	Tejo Energia	91 207	82 999	88 632	-2,8%	6,8%
(2b)	Turbogás	222 659	228 542	245 968	10,5%	7,6%
(2)=(2a)+(2b)	<b>Total</b>	<b>313 866</b>	<b>311 541</b>	<b>334 600</b>	<b>6,6%</b>	<b>7,4%</b>
<b>Licenças de CO<sub>2</sub></b>						
(3a)	Tejo Energia	744	-584	-584	-178,5%	0,0%
(3b)	Turbogás	9 592	12 186	12 186	27,1%	0,0%
(3)=(3a)+(3b)	<b>Total</b>	<b>10 335</b>	<b>11 602</b>	<b>11 602</b>	<b>12,3%</b>	<b>0,0%</b>
<b>Receitas sem serviços de sistema</b>						
(4a)	Tejo Energia	133 217	145 462	158 111	18,7%	8,7%
(4b)	Turbogás	218 763	241 372	262 361	19,9%	8,7%
(4)=(4a)+(4b)	<b>Total</b>	<b>351 980</b>	<b>386 834</b>	<b>420 472</b>	<b>19,5%</b>	<b>8,7%</b>
<b>Receitas com reserva e regulação terciária</b>						
(5a)	Tejo Energia	16	0	0	-	-
(5b)	Turbogás	-1 381	0	0	-	-
(5)=(5a)+(5b)	<b>Total</b>	<b>-1 365</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Saldo VPP</b>						
(6a)	Tejo Energia	16 130	0	0	-	-
(6b)	Turbogás	0	0	0	-	-
(6)=(6a)+(6b)	<b>Total</b>	<b>15 475</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Diferencial de custo (sobrecusto CAE)</b>						
(7a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)	Tejo Energia	62 415	56 925	49 910	-20,0%	-12,3%
(7b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)	Turbogás	122 566	111 331	107 769	-12,1%	-3,2%
(7)=(7a)+(7b)	<b>Total</b>	<b>184 981</b>	<b>168 257</b>	<b>157 679</b>	<b>-14,8%</b>	<b>-6,3%</b>

Fonte: REN Trading, ERSE

Observa-se que o encargo de potência para 2010 está em linha com os valores estimados para o corrente ano. No que diz respeito ao encargo de energia, a Turbogás deverá apresentar em 2010 valores superiores em cerca de 10,5% aos valores estimados para 2009, enquanto no caso da Tejo Energia esse encargo deverá ser ligeiramente inferior em 2010 face ao estimado para 2009.

Em contraponto, prevê-se que as receitas com a venda de energia eléctrica sejam em ambos os casos superiores em mais de 19% ao valor estimado para 2009, fruto do preço de energia eléctrica de 50 €/MWh em Portugal considerado nas previsões da ERSE para 2010.

Relativamente às estimativas da REN para o sobrecusto CAE, a ERSE alterou algumas das previsões das rubricas que compõem o sobrecusto, no sentido de integrar as tendências verificadas nos últimos meses para 2010 tanto no preço da energia eléctrica, como nos custos dos combustíveis, assim como na taxa de câmbio USD/EUR.

**Quadro 4-2 - Alterações aos pressupostos da REN Trading**

			2010 Proposta REN Trading Junho 2009	Tarifas 2010
<b>Turbogás</b>	<b>Preço mercado</b>		<b>46,0</b>	<b>50,0</b>
	<b>Receita unitária</b>	€/MWh	<b>48,3</b>	<b>52,5</b>
	<b>Custo variável</b>		<b>45,7</b>	<b>49,2</b>
<b>Tejo Energia</b>	<b>Preço mercado</b>		<b>46,0</b>	<b>50,0</b>
	<b>Receita unitária</b>	€/MWh	<b>48,6</b>	<b>52,9</b>
	<b>Custo variável</b>		<b>27,8</b>	<b>29,6</b>

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 248 060 milhares de euros, referentes aos proveitos permitidos de 2010.

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

	Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR	
	Tarifas 2009	Tarifas 2010
Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE	124 611	157 678
Custos com aquisição de energia eléctrica, aos produtores com CAE	790 382	578 150
Proveitos com a venda da energia eléctrica dos produtores com CAE	665 771	420 472
<b>Custos de funcionamento no âmbito da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial</b>	<b>1 207</b>	<b>1 346</b>
Custos de exploração da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica (valor líquido)	1 194	1 320
Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	10	20
Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, líquido de amortizações e participações	40	88
Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	7,55%	7,39%
Valor previsto estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, no ano t-1	17 457	-64 852
Ajustamento no ano t, dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	19 266	-24 185
<b>Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica a transferir para a GGS</b>	<b>89 096</b>	<b>248 060</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 2010, descrevem-se e justificam-se as decisões tomadas pela ERSE respeitantes às actividades reguladas da entidade concessionária da RNT em 2010. Identificam-se também as principais decisões de gestão tomadas pela REN com impacte no valor dos proveitos permitidos no ano de 2010.

Informação enviada

A informação enviada pela REN respeitante aos anos de 2009 e 2010 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 e 2010.

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.

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

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

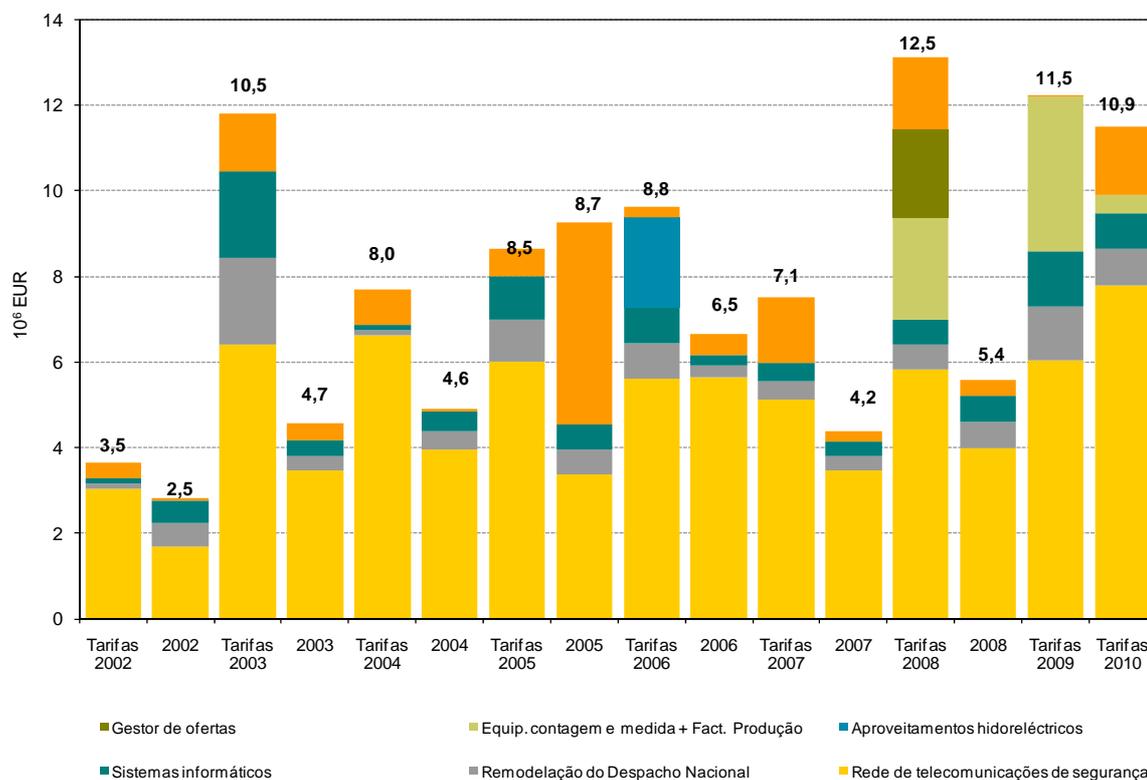
A actividade de Gestão Global do Sistema é regulada por remuneração dos activos em exploração e por custos aceites em base anual, ambos ajustáveis *a posteriori*.

Na Figura 5-1 pode ser observada a evolução dos valores de investimento ocorridos de 2002 a 2008, bem como os valores aceites pela ERSE no cálculo das tarifas de 2002 a 2010.

Da análise da Figura 5-1, verifica-se que nesta actividade o grau de realização do investimento específico fica sempre aquém do previsto, verificando-se que a REN tem realizado os investimentos

programados em cerca de 50%, exceptuando o ano de 2005 com um grau de realização superior ao estimado e o ano de 2006 com um grau de realização perto dos 74%.

**Figura 5-1 - Investimento a custos técnicos na actividade de Gestão Global do Sistema entre 2002 e 2010**



### CUSTOS DE EXPLORAÇÃO LÍQUIDOS DOS PROVEITOS DE EXPLORAÇÃO QUE NÃO RESULTAM DA APLICAÇÃO DAS TARIFAS DE UGS

Através da análise do Quadro 5-1, verifica-se que a rubrica de custos, deduzida de proveitos cresceu cerca de 1,7% em 2010 face ao valor aceite para tarifas de 2009. Tendo em conta que a taxa de inflação prevista para 2010 é de 1,6%, aceita-se a previsão de custos enviada pela empresa para 2010.

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

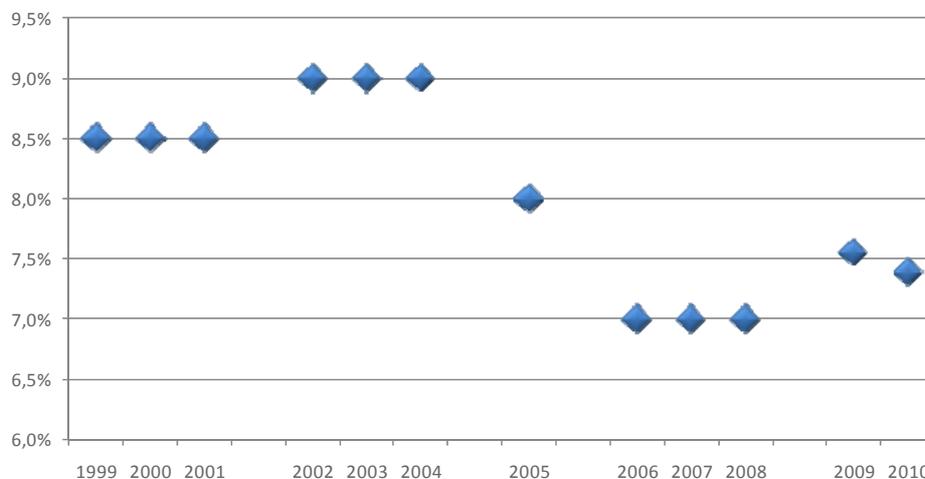
Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Tarifas 2008	Tarifas 2009	Tarifas 2010	Desvio (Tarifas 2010 - Tarifas 2009)		2010 em 2008	Desvio (Tarifas 2010 - 2010 em 2008)	
				Valor	%		Valor	%
Material Diversos	4	3	3	0	-0,5%	3	0	-1%
Fornecimentos e Serviços Externos	7 293	11 181	11 591	410	3,5%	10 046	1 545	13%
Custos com Pessoal	10 395	5 528	5 917	388	6,6%	5 967	-51	-1%
Outros Custos Operacionais	361	23	53	30	56,4%	8	44	84%
Impostos	287	556	575	19	3,3%	582	-7	-1%
OMIP e CGPPDA	1 487	1 527	1 156	-371	-32,1%	1 659	-503	-44%
Provisões	564	564	564	0	0,0%	564	0	0%
Custos e Perdas Extraordinários	0	36	160	124	77,5%	36	124	78%
<b>Custos regulação</b>	<b>18 904</b>	<b>17 891</b>	<b>18 863</b>	<b>972</b>	<b>5,2%</b>	<b>17 207</b>	<b>1 656</b>	<b>9%</b>
Proveitos da Rede de Segurança	1 827	2 403	578	-1 826	-316,0%	1 870	-1 292	-224%
Outros Proveitos Operacionais	374	520	2 326	1 805	77,6%	530	1 796	77%
Trabalhos Própria Empresa	1 491	608	1 454	847	58,2%	617	837	58%
Rendas de Prédios	171	146	52	-94	-182,1%	147	-95	-184%
Proveitos e Ganhos Extraordinários	0	0	1	1	100,0%	0	1	100%
<b>Proveitos regulação</b>	<b>3 862</b>	<b>3 677</b>	<b>4 410</b>	<b>733</b>	<b>16,6%</b>	<b>3 164</b>	<b>1 246</b>	<b>28%</b>
<b>Custos de exploração líquidos dos proveitos de exploração que não resultam da aplicação das tarifas de UGS</b>	<b>15 042</b>	<b>14 214</b>	<b>14 453</b>	<b>239</b>	<b>1,7%</b>	<b>14 043</b>	<b>410</b>	<b>3%</b>

**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. Como se pode verificar para Tarifas 2009 a taxa estabelecida foi de 7,55%, determinada com base na rendibilidade 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 2010 a taxa de remuneração do activo é de 7,39%.

**Figura 5-2 - Taxa de remuneração dos activos fixos**



#### **CUSTOS COM INTERRUPTIBILIDADE**

Em Tarifas 2009 foram incluídos os custos com interruptibilidade de 2009 e 50% do valor previsto de custos com interruptibilidade em 2008.

Nos proveitos permitidos de 2010, são incorporados custos de interruptibilidade, num total de 50 182 milhares de euros.

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

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

O Regulamento Tarifário prevê que o sobrecusto com a convergência tarifária entre as Regiões Autónomas e 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	T2009 <sup>[3]</sup>	T2010
<b>Custo RAA</b>								
% da RAA na GGS <sup>[1]</sup>	12,04%	13,60%	12,14%	0,00%	0,52%	8,7%	40,5%	7,5%
sobrecusto RAA <sup>[2]</sup>	30 103	40 079	48 187	0	3 442	83 236	46 274	79 103
<b>% sobrecusto na TVCF</b>	0,77%	0,98%	1,08%	0,00%	0,07%	1,65%	0,87%	1,73%
<b>Custo RAM</b>								
% da RAM na GGS <sup>[1]</sup>	9,7%	9,6%	6,7%	0,0%	0,1%	5,3%	34,8%	7,0%
sobrecusto RAM <sup>[2]</sup>	24 159	28 402	26 473	0	894	50 576	39 754	74 198
<b>% sobrecusto na TVCF</b>	0,62%	0,69%	0,59%	0,00%	0,02%	1,00%	0,74%	1,63%

Notas:

<sup>[1]</sup> O valor de tarifas 2010 inclui 1 anuidade relativa à convergência tarifária dos anos de 2006 e 2007, de 12 647 milhares de euros da RAA e de 7 047 milhares de euros da RAM. Os valores da convergência tarifária de 2010 são de 66 456 e de 67 151 milhares de euros, respectivamente.

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

<sup>[3]</sup> Em Tarifas 2009 a GGS exclui os 50 000 milhares de euros referentes a Despacho do MEI e os 447 469 milhares de euros do sobrecusto da PRE. As TVCF para além destes valores 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 incluíam 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 2010.

**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 2009	Juros 2010	Amortização 2010	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2010	Saldo em dívida em 2010
	(1)	(2)	(3)	(4) = (2)+(3)	(5) = (1)-(3)
<b>EDA (BCP e CGD)</b>	<b>94 266</b>	<b>1 507</b>	<b>11 139</b>	<b>12 647</b>	<b>83 126</b>
Convergência tarifária de 2006	33 236	531	3 927	4 459	29 308
Convergência tarifária de 2007	61 030	976	7 212	8 188	53 818
<b>EEM (BCP e CGD)</b>	<b>52 523</b>	<b>840</b>	<b>6 207</b>	<b>7 047</b>	<b>46 316</b>
Convergência tarifária de 2006	12 151	194	1 436	1 630	10 715
Convergência tarifária de 2007	40 372	646	4 771	5 416	35 602

Nota: Entre parêntesis identificam-se os bancos cessionários.

**PARCELA ASSOCIADA AOS TERRENOS HÍDRICOS**

A Portaria n.º 481/2007, de 19 de Abril, reviu as taxas a aplicar no cálculo da remuneração dos terrenos e alterou a Portaria n.º 96/2004, de 23 de Janeiro. Assim, a taxa de remuneração dos terrenos de domínio público hídrico deixou de estar indexada à taxa *swap* interbancária de prazo mais próximo ao horizonte de amortização legal dos terrenos em causa, verificada no primeiro dia do mês de Janeiro no ano *t-2*, divulgada pela Reuters à hora de fecho de Londres, acrescida de meio ponto percentual, e passou a estar indexada à taxa de variação dos últimos 12 meses do Índice de Preços no Consumidor, publicada pelo INE relativamente ao mês de Setembro do ano anterior ao de amortização legal dos terrenos em causa. Esta alteração da taxa teve efeitos desde 1 de Julho de 2007. Para 2010, considerou-se a taxa de Setembro de 2009, de -0,4%.

Relativamente à parcela associada à zona de protecção hídrica a remuneração dos terrenos passou a ser recebida via produtor mantendo-se nos proveitos da Gestão Global do Sistema o montante referente às amortizações.

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

De acordo com a informação constante no Capítulo 11 deste documento, os proveitos desta actividade incluem custos previstos no montante de 63 milhares de euros.

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

O Plano de Promoção de Eficiência no Consumo (PPEC) 2009-2010 tem um orçamento bienal de 23 milhões de euros, sendo repercutido nas tarifas de 2010 metade deste orçamento, 11,5 milhões de euros

## PROVEITOS PERMITIDOS DA GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA PARA 2010

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 5-4 os proveitos permitidos para 2010 na actividade de Gestão Global do Sistema.

**Quadro 5-4 - Proveitos permitidos na actividade de Gestão Global do Sistema**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2009	Tarifas 2010
<b>A</b>	<b>Custos de gestão do sistema</b>	104 364	103 114
CE <sub>GS,t</sub>	Custos de exploração líquidos dos proveitos de exploração que não resultam da aplicação das tarifas de UGS	14 214	14 453
CC <sub>GS,t</sub>	Custo com capital	11 911	12 454
Am <sub>GS,t</sub> <sup>GS</sup>	Amortizações dos activos fixos	8 089	8 486
Act <sub>GS,t</sub> <sup>GS</sup>	Valor médio dos activos fixos líquidos de amortizações e participações	50 617	53 698
r <sub>GS,t</sub>	Taxa de remuneração dos activos fixos	7,55	7,39
ItTggs,t	Custos com interruptibilidade, no ano t	49 198	50 182
	Custos com interruptibilidade, no ano t-1 (com juros)	24 849	0
ΔR <sup>T</sup> <sub>GS,t-2</sub>	Ajustamento no ano t dos custos de gestão do sistema tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-4 192	-26 024
<b>B</b>	<b>Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral</b>	279 761	440 512
RAA <sub>PU,t</sub>	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores	73 169	79 103
RAA <sub>2007,PU,t</sub>	Défice tarifários 2006 e 2007	14 850	12 647
	Convergência tarifária do ano t	58 319	66 456
RAM <sub>PU,t</sub>	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira	62 859	74 198
RAM <sub>2007,PU,t</sub>	Défice tarifários 2006 e 2007	8 274	7 047
	Convergência tarifária do ano t	54 585	67 151
ΔRA <sup>T</sup> <sub>FOL,t-1</sub>	Valor previsto do desvio da recuperação pelo operador da rede de transporte do custo com a convergência tarifária das RAs	-5 887	-6 064
R <sup>AC</sup> <sub>OVEE,t</sub>	Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	89 096	248 060
TER <sub>PU,t</sub> = TER <sub>INDPH,t</sub> + TER <sub>INDPH,t-1</sub>	Parcela associada aos terrenos hídricos	24 874	13 406
TER <sub>INDPH,t</sub> = Am <sup>TerDPH</sup> <sub>PU,t</sub> + Act <sup>TerDPH</sup> <sub>PU,t</sub> × T <sup>Ter</sup> <sub>PU,t</sub> / 100	Parcela associada aos terrenos afectos ao domínio público hídrico	24 151	12 686
t <sup>TerDPH</sup> <sub>PU,t</sub>	Varição média dos últimos 12 meses do índice de preços no consumidor, relativamente a Setembro do ano t-1	2,9	-0,4
Am <sup>TerDPH</sup> <sub>PU,t</sub>	Amortizações dos terrenos afectos ao domínio público hídrico	14 097	14 016
Act <sup>TerDPH</sup> <sub>PU,t</sub>	Valor médio dos terrenos afectos ao domínio público hídrico, líquido de amortizações e participações	346 691	332 633
TER <sub>INDPH,t-1</sub>	Amortizações dos terrenos afectos à zona de protecção hídrica	723	720
REG <sub>GS,t</sub>	Custos com a ERSE	6 370	6 358
AdC <sub>PU,t</sub>	Transferência para a Autoridade da Concorrência	369	368
CGPPDA <sub>PU,t</sub>	Custos de gestão do PPDA	101	63
OC <sub>PU,t</sub>	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, nomeadamente custos do OMP e OMI Clear	1 426	1 093
EC <sub>PU,t</sub>	Custos com o plano de promoção de eficiência no consumo, previstos para ano t	12 112	11 500
ΔR <sup>T</sup> <sub>PU,t-1</sub>	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	-3 499	-299
<b>C</b>	<b>= A + B</b>	<b>384 125</b>	<b>543 626</b>

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.

## 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.

### CUSTOS OPERACIONAIS DE EXPLORAÇÃO E CUSTOS INCREMENTAIS

O factor de eficiência aos custos operacionais de exploração para o período de regulação 2009-2011 foi definido em 0,5% ao ano que resulta de uma variação prevista do consumo de 2,5% ao ano associada a um factor de eficiência de 3%.

Tendo em conta que durante o ano de 2009, a ERSE promoveu um estudo com o objectivo de definir a metodologia de cálculo dos custos incrementais associados à manutenção de novos investimentos e que ainda não se encontra finalizado, decidiu-se utilizar os valores unitários estipulados para o ano de 2009 que foram de 5 470 €/painel de subestação e de 430 €/km de rede, actualizados à taxa de inflação de 1,5%.

No Quadro 5-5 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 2010.

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

	2 009	2 010
Custos operacionais (10 <sup>6</sup> EUR)	39 952	40 911
Factor de eficiência (%)		0,50%
Custos incrementais por km de rede (€/km)	430	436
Factor de eficiência km de rede (%)		[1]
Variação dos km de rede (valor médio do ano) (km)	297	637
Custos incrementais por n.º de paineis (€/painel)	5 470	5 552
Factor de eficiência n.º de paineis (%)		[1]
Variação do n.º de paineis (valor médio do ano)	78	100

Nota: [1] – A definir

**PREÇOS DE REFERÊNCIA**

Durante o ano de 2009, a ERSE promoveu, em colaboração com a entidade concessionária da RNT, um estudo com o objectivo de definir os custos de referência a aplicar aos investimentos da rede de transporte de energia eléctrica, o qual incluiu a determinação dos custos incrementais relacionados com a extensão da rede e com o número de painéis em subestações, tal como referido anteriormente. Actualmente o estudo encontra-se em fase de finalização, uma vez que a implementação deste tipo de incentivos exige que os referidos custos de referência sejam consistentes e adequados à realidade, pelo que a sua determinação necessita de uma avaliação técnica e económica dos valores de referência a adoptar no futuro.

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

Nos novos investimentos com entrada em exploração a partir de 1 de Janeiro de 2009, a taxa de remuneração dos activos, indexada aos preços de referência a vigorar ao logo do período de regulação, foi determinada pela adição de 450 pontos base à 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.

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

Os parâmetros a vigorar durante o presente período de regulação foram determinados em 2009 e publicados no Despacho n.º 18 138/2009, de 27 de Julho. Os parâmetros em vigor para 2009 e 2010 são os seguintes:

$$\alpha_{2009}=20\%, r_{\text{Ime, URT, 2009}}=9,05\%$$

$$\alpha_{2010}=30\%, r_{\text{Ime, URT, 2010}}=8,89\%$$

A vida útil atribuída a linhas e transformadores é de 30 anos, pelo que a correspondente estrutura de detalhe patrimonial dos activos relevantes foi definida em data anterior à criação da REN<sup>1</sup>.

Contrariamente ao que acontece com as linhas, o nível de detalhe contabilístico existente para as subestações não permite individualizar, dentro de cada subestação, os seus vários transformadores que se encontram sob a designação genérica de “equipamentos”.

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 de “preços de referência” das aquisições similares mais recentes, adoptados no orçamento de investimento da REN.

O Quadro 5-6 sintetiza os valores utilizados no cálculo deste incentivo.

---

<sup>1</sup> Quando da criação da REN em 1994, todo o seu activo foi reavaliado a custos de substituição de 1992 e depreciado pela correspondente vida útil já decorrida.

**Quadro 5-6 – Incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil.**

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

	2009	2010
Taxa de remuneração	9,05%	8,89%
Incentivo	20,0%	30,0%
<b>Linhas</b>		
activo em fim de vida útil	174 644	177 446
vida útil	30	30
amortização do exercício	5 821	5 915
remuneração do activo	263	263
<b>total</b>	6 085	6 178
<b>valor do incentivo (1)</b>	<b>1 217</b>	<b>1 853</b>
<b>Transformadores</b>		
activo em fim de vida útil	105 930	118 350
vida útil	30	30
amortização do exercício	3 531	3 945
remuneração do activo	160	175
<b>total</b>	3 691	4 120
<b>valor do incentivo (2)</b>	<b>738</b>	<b>1 236</b>
<b>Total do incentivo (1) + (2)</b>	<b>1 955</b>	<b>3 089</b>

Este incentivo foi calculado pela primeira vez em 2010 com retroactivos a 2009. Assim, o valor do incentivo em 2010, no total de 5 045 milhares de euros inclui o montante de 1 955 milhares de euros referentes ao ano de 2009 e 3 089 milhares de euros referentes ao ano de 2010..

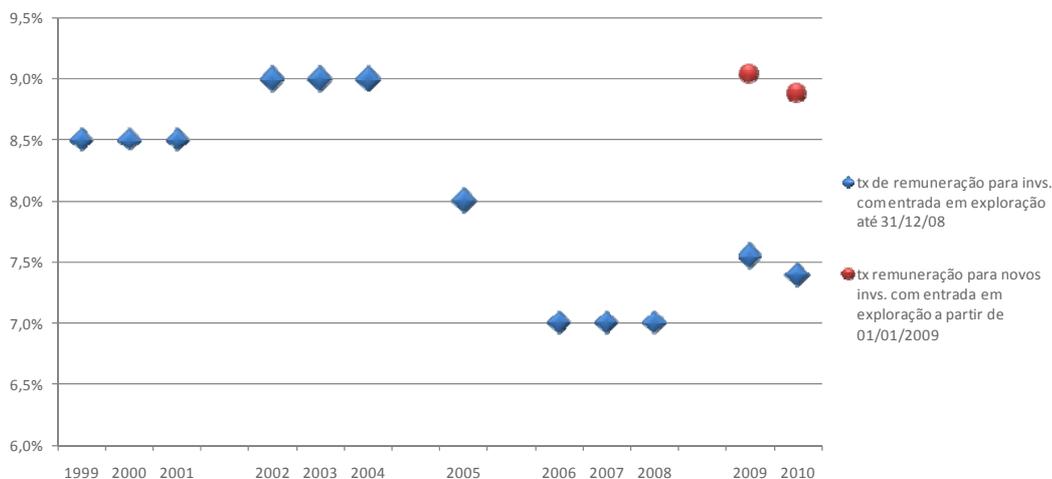
**TAXA DE REMUNERAÇÃO DO ACTIVO**

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 300 pontos base. Para 2010 a taxa de remuneração do activo é de 7,39%.

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 2010 a taxa de remuneração do activo é de 8,89%.

Na Figura 5-3 apresenta-se a evolução da taxa de remuneração do activo da actividade de Transporte de Energia Eléctrica desde 1999.

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



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

De acordo com a informação constante no capítulo 11 deste documento, os proveitos desta actividade incluem custos previstos no montante de 5 640 milhares de euros.

#### **OUTROS CUSTOS ACEITES FORA DA BASE DO REVENUE CAP**

Para além dos valores que resultam da aplicação dos parâmetros definidos para 2009, existem ainda os custos com as tarifas transfronteiriças, as rendas de congestionamento, os custos com o ambiente e os custos com limpeza de florestas afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica.

Quanto aos custos com as tarifas transfronteiriças, estes apenas são aceites com base em valores reais.

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.

A limpeza das florestas começou a ter expressão pela primeira vez em 2006, tendo o custo atingido cerca de 351 milhares de euros. Em 2008 foram contratualizadas intervenções em dezenas de concelhos, tendo a REN incorrido em custos no montante de 1 389 milhares de euros. Ainda não foram enviados por todas as câmaras os seus PMDCI, pelo que assumindo que fazem uma abordagem maximalista das áreas de intervenção, até se completar a volta completa a todos os concelhos do país onde há linhas da REN e simultaneamente florestas, os custos anuais podem, segundo estimativa da REN, atingir cerca de 5 milhões de euros, tal como se pode verificar no Quadro 5-7.

**Quadro 5-7 – Evolução dos montantes referentes a limpeza de florestas**

	Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR				
	2 006	2 007	2 008	2 009	2 010
Limpeza de florestas	351	708	1 389	4 050	4 590

**PROVEITOS PERMITIDOS DA ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA PARA 2010**

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 5-8.

**Quadro 5-8 - Proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2009	Tarifas 2010
<b>A</b>	Custos de exploração [(1) + (2) x (3) + (4) x (5)]	40 805	41 745
1	Componente de custos de exploração	39 952	40 911
2	Custo incremental associado à extensão de rede	430	436
3	Variação da extensão de rede, em quilómetros	559	637
4	Custo incremental associado aos painéis de subestações	5 470	5 552
5	Variação do número de painéis de subestações	112	100
<b>B</b>	Custos com capital [(6)]	194 008	224 247
6	Custo com capital referente a activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais [(a) + (b) x (c)]	194 008	163 922
a	Amortizações dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	84 123	75 294
b	Valor médio dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	1 455 439	1 199 296
c	Taxa de remuneração dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	7,55	7,39
7	Custo com capital referente a activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência [(d) + (e) x (f)]	[1]	60 324
d	Amortizações dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	--	18 712
e	Valor médio dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	--	468 084
f	Taxa de remuneração dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	--	8,89
<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) ]	[2]	5 045
8	Parâmetro associado ao incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil	--	30,0%
9	Somatório dos investimentos em final de vida útil / n.º de anos de vida útil	--	9 860
10	Taxa de remuneração a aplicar aos equipamentos que após o final de vida útil se encontrem em exploração	--	8,89%
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	5 121	10 230
<b>F</b>	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano t	--	--
<b>G</b>	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	7 671	21 318
<b>H</b>	<b>Proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica [ A + B + C + D + E + F - G ]</b>	<b>232 263</b>	<b>259 948</b>

Nota:

<sup>[1]</sup> Valor a considerar nos ajustamentos de 2009 a repercutir em Tarifas 2011

<sup>[2]</sup> Valor considerado nos proveitos permitidos a recuperar com as Tarifas de 2010

<sup>[3]</sup> Os custos com a promoção do desempenho ambiental, em 2010, no montante de 10 230 milhares de euros resultam da soma das parcelas do custo com PPDA (5 640 milhares de euros) e Limpeza de florestas (4 590 milhares de euros)



## **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*.

### **INFORMAÇÃO ENVIADA**

A informação enviada pela EDP Distribuição respeitante aos anos de 2008 a 2010 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 os seguintes custos, de forma a serem pagos por todos os consumidores de energia eléctrica:

- Custos com o acesso à Rede Nacional de Transporte.
- Diferencial de custos com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial (PRE) mediante fontes de energia renovável e não renovável.
- 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 (Despacho n.º 27 677/2008, de 29 de Outubro e Despacho 5 579/2009, de 16 de Fevereiro).
- Os custos decorrentes da sustentabilidade de mercados.
- 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 para além do sobrecusto do próprio ano, inclui ainda os ajustamentos definitivos de 2008 e os previsionais de 2009.

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

Sobrecusto da PRE		Tarifas 2009	Tarifas 2010
1	Sobrecusto do ano [(a) - (b) x (c)]	304 530	486 852
a	Custo de aquisição	1 062 279	1 058 991
b	Quantidades	10 856	11 443
c	Preço de mercado	69,80	50,00
2	Ajustamento <i>t-1</i>	135 167	-214 720
3	Ajustamento <i>t-2</i>	31 094	50 532
<b>A</b>	Sobrecusto PRE <sup>FER</sup> [(1) - (2) - (3)]	<b>138 269</b>	<b>651 041</b>
4	Sobrecusto do ano [(d) - (e) x (f)]	142 939	124 040
d	Custo de aquisição	400 082	296 823
e	Quantidades	3 684	3 456
f	Preço de mercado	69,80	50,00
5	Ajustamento <i>t-1</i>	163 563	-15 010
6	Ajustamento <i>t-2</i>	21 814	-15 033
<b>B</b>	Sobrecusto PRE <sup>FENR</sup> [(4) - (5) - (6)]	<b>-42 438</b>	<b>154 083</b>
<b>C</b>	Sobrecusto PRE [(A) + (B)]	<b>95 831</b>	<b>805 123</b>

**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 2010, referente a estes défices, é de 131 628 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 positivos referentes a custos decorrentes da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica relativa ao ano de 2007 e estimados para o ano de 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 Despacho n.º 27 677/2008 de 29 de Outubro, 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 aos anos 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. A 3 de Abril de 2009, e no contexto da utilização das obrigações como activos de garantia em operações de política monetária do Eurosistema, designadamente em operações de cedência de liquidez, o resultado da valorização das obrigações pelo Eurosistema, incluindo a margem de avaliação (*haircut*), aplicada foi inferior a 80% do valor do capital em dívida correspondendo naquela data a apenas 52,68%. Assim, ao abrigo do n.º 7 do Despacho n.º 5 579-A/2009 a partir da data do *Eurosystem Event* o *spread* de 0,9% passa para 1,95%, sendo o diferencial pago à entidade concessionária a partir de 1 de Janeiro de 2010 acrescido de juros, em duodécimos.

O montante a repercutir nas tarifas de 2010 de 116 992 milhares de euros inclui a renda anual de 107 239 milhares de euros e o diferencial de juros de 9 754 milhares de euros.

Relativamente aos créditos emergentes do sobrecusto da PRE estimados para 2009 embora este crédito tenha sido titularizado à Tagus, no dia 3 de Dezembro p.p., à data de publicação das tarifas a ERSE ainda não tinha sido notificada da ocorrência do *Eurosystem Event*. Tendo em conta a informação recebida por parte da EDP e tratando-se de uma operação similar à anterior considerou-se a ocorrência do *Eurosystem Event* a 15 de Dezembro do p.p. e que a titularização se encontraria nas condições da aplicação do n.º 6 do Despacho n.º 5 579-A/2009.

Além disso de acordo com o n.º 6 do Despacho 27 677/2008 de 29 de Outubro, quando o valor líquido recebido pela EDP SU no âmbito da cessão dos ajustamentos tarifários seja superior ao montante em dívida à data da respectiva cessão, metade daquele diferencial deve ser transferido para os consumidores. Este diferencial, denominado por prémio de emissão, resulta da diferença entre o *spread* de 1,95% valor recebido pela Tagus sobre o montante em dívida das obrigações titularizadas e 1,60% margem do cupão a pagar nas obrigações titularizadas.

O montante a repercutir nas tarifas de 2010 de 37 036 milhares de euros inclui a renda anual de 37 616 milhares de euros, o diferencial de juros de 219 milhares de euros e o prémio de emissão de (-) 799 milhares de euros. Os montantes acima mencionados estão condicionados à data de ocorrência do *Eurosystem Event*. Caso esta situação não ocorra em 2009, não haverá lugar a qualquer transferência do prémio de emissão durante o ano de 2010, uma vez que a taxa de juro das Obrigações Titularizáveis terá como margem 0,9% e o valor a recuperar pela tarifa de UGS a transferir para a Tagus será de 34 822 milhões de euros.

O Quadro 6-2 sintetiza os valores do défice em dívida e os valores incluídos em tarifas de 2010.

**Quadro 6-2 – Amortização e juros da dívida tarifária**

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

	Saldo em dívida em 2009	Juros 2010	Amortização 2010	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2010	Saldo em dívida em 2010
	(1)	(2)	(3)	(4) = (2)+(3)	(5) = (1)-(3)
<b>EDA (BCP e CGD)</b>	<b>94 266</b>	<b>1 507</b>	<b>11 139</b>	<b>12 647</b>	<b>83 126</b>
Convergência tarifária de 2006	33 236	531	3 927	4 459	29 308
Convergência tarifária de 2007	61 030	976	7 212	8 188	53 818
<b>EEM (BCP e CGD)</b>	<b>52 523</b>	<b>840</b>	<b>6 207</b>	<b>7 047</b>	<b>46 316</b>
Convergência tarifária de 2006	12 151	194	1 436	1 630	10 715
Convergência tarifária de 2007	40 372	646	4 771	5 416	35 602
<b>EDP Serviço Universal</b>	<b>1 882 059</b>	<b>54 458</b>	<b>119 596</b>	<b>174 054</b>	<b>1 762 463</b>
<b>BCP e CGD</b>	<b>149 267</b>	<b>2 387</b>	<b>17 639</b>	<b>20 026</b>	<b>131 628</b>
Défice de BT de 2006	108 200	1 730	12 786	14 516	95 414
Continente	103 980	1 663	12 287	13 950	91 693
Regiões Autónomas	4 220	67	499	566	3 721
Défice de BTn de 2007	41 067	657	4 853	5 510	36 214
Continente	39 463	631	4 663	5 294	34 800
Regiões Autónomas	1 604	26	189	215	1 414
<b>Tagus, SA <sup>(1)</sup></b>	<b>1 732 829</b>	<b>52 834</b>	<b>101 993</b>	<b>154 827</b>	<b>1 630 835</b>
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	1 285 147	39 184	77 808	116 992	1 207 339
Renda anual	1 275 682	38 896	68 343	107 239	1 207 339
Juros ao abrigo do artigo 7.º do Despacho n.º 5579-A/2009	9 465	289	9 465	9 754	0
Sobrecusto da PRE 2009 <sup>(2)</sup>	447 682	13 650	24 185	37 835	423 496
Renda anual	447 469	13 643	23 973	37 616	423 496
Juros ao abrigo do artigo 7.º do Despacho n.º 5579-A/2009	213	6	213	219	0
<b>Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008</b>	<b>-37</b>	<b>-763</b>	<b>-37</b>	<b>-799</b>	<b>0</b>
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009	-37	-763	-37	-799	0
<b>Total</b>	<b>2 028 848</b>	<b>56 805</b>	<b>136 942</b>	<b>193 747</b>	<b>1 891 906</b>

Nota:

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

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

### 6.1.3 CUSTOS DECORRENTES DA SUSTENTABILIDADE DE MERCADOS

No âmbito da sustentabilidade do mercado livre e do mercado regulado, conforme mencionado no Capítulo 3, a devolução do valor líquido dos ajustamentos referente aos custos decorrentes da actividade de Compra e Venda de energia Eléctrica do CUR, relativos ao ano de 2008 e previsionais para 2009, no montante de 822 214 milhares de euros é efectuada, nos termos do Regulamento Tarifário, através da tarifa de UGS a aplicar pelo operador da rede de distribuição, em benefício de todos os clientes.

### 6.1.4 CUSTOS COM TARIFA SOCIAL

A tarifa social é uma opção dos clientes em BTN com potência contratada até 2,3 kVA, e com um consumo anual igual ou inferior a 400 kWh (500 kWh nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira), que se destina aos consumos relativos a casas de habitação de residência permanente, mesmo que

nelas se exerça uma pequena actividade profissional. Os preços da tarifa social são calculados com base nos preços da tarifa simples, sendo aplicado ao termo de potência contratada um desconto.

Na sequência da revisão do Regulamento Tarifário em 2008, este subsídio contido na tarifa social passa a integrar a tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), nomeadamente como um custo decorrente de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, no montante de 124 milhares de euros.

#### 6.1.5 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 e da parcela de acerto 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.

De acordo com a alínea a) do n.º 1 do artigo 4º do Decreto-Lei n.º 240/2004, a taxa de actualização considerada no cálculo do valor inicial dos CMEC é a taxa de rendimento de mercado da dívida pública

portuguesa, em vigor no 5.º dia útil anterior à assinatura do acordo de cessação, acrescida de 0,25 pontos percentuais. No 5º dia útil anterior à assinatura do acordo de cessação, a 8 de Junho de 2007, esta taxa acrescida de 0,25 pontos percentuais correspondia a 4,85%.

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

De acordo com a alínea b) do n.º 4 do artigo 5º do Decreto-Lei n.º 240/2004, a taxa de juro da renda anual sobre o valor inicial dos CMEC será a menor das seguintes taxas:

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

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

A renda anual dos CMEC calculada à taxa de 7,55% é de 81,2 milhões de euros.

O desvio de facturação da parcela fixa referente ao ano de 2008 atingiu o montante de 16 846 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 mensalidades com início a 1 de Abril. Este valor acrescido de juros à taxa de 7,55% implica uma renda mensal de 1 487 milhares de euros. Em 2009 foram recuperadas 9 mensalidades e as restantes três no montante de 4 460 milhares de euros serão recuperadas em 2010.

#### **PARCELA DE ACERTO**

De acordo com o Despacho n.º 268-XVII/SEAll/2009, de 6 de Outubro, a revisibilidade de 2008 ascende a 161,7 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 crescente nos:

- Custos de exploração, que na sua quase totalidade dizem respeito aos encargos com os combustíveis.
- Nas transacções com as licenças de emissão de CO<sub>2</sub>.
- Nos encargos fixos, que correspondem à remuneração e amortização dos activos afectos às centrais.

Em sentido oposto, os factores que contribuíram para um menor valor desse ajustamento foram:

- As receitas de venda de energia eléctrica no mercado.
- As receitas com os serviços de sistema.

**Quadro 6-3- Ajustamento do montante dos CMEC**

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

		Valor apurado para 2008	Cálculo valor inicial dos CMEC	Valor definido para Ajustamento
<b>Receitas de mercado</b>				
1.1	Centrais hídricas	398 879	490 498	-91 619
1.2	Centrais térmicas	657 043	449 629	207 414
1 = 1.1+1.2	<b>Total</b>	<b>1 055 922</b>	<b>940 127</b>	<b>115 795</b>
<b>Custos de exploração (CE) + CO<sub>2</sub></b>				
2.1	Centrais térmicas CE (Comb. + O&M)	401 503	188 208	213 295
2.2	Centrais térmicas CO <sub>2</sub>	11 071	-29 002	40 073
2 = 2.1+2.2	<b>Total</b>	<b>412 574</b>	<b>159 206</b>	<b>253 368</b>
<b>Margem de exploração</b>				
3.1=1.1	Centrais hídricas	398 879	490 498	-91 619
3.2=1.2-2	Centrais térmicas	244 469	290 423	-45 954
3 = 1-2	<b>Total</b>	<b>643 348</b>	<b>780 921</b>	<b>-137 573</b>
<b>Receitas de serviço de sistema</b>				
4.1	Centrais hídricas	28 069	0	28 069
4.2	Centrais térmicas	7 716	0	7 716
4 = 4.1+4.2	<b>Total</b>	<b>35 785</b>	<b>0</b>	<b>35 785</b>
<b>Encargo fixo (EF) e Outros Encargos (OE)</b>				
5.1	Centrais hídricas EF	535 756	521 086	14 670
5.2	Centrais térmicas EF	411 109	381 427	29 682
5.3	Centrais hídricas OE	2 682	790	1 892
5.4	Centrais térmicas OE	29 990	16 314	13 676
5 = 5.1+5.2+5.3+5.4	<b>Total</b>	<b>979 537</b>	<b>919 617</b>	<b>59 920</b>
<b>Ajustamento total do montante dos CMEC de 2008</b>				
6.1 = 5.1+5.3-4.1-3.1	Centrais hídricas	111 490	31 379	80 111
6.2 = 5.2+5.4-4.2-3.2	Centrais térmicas	188 914	107 319	81 595
6 = 6.1+6.2	<b>Total</b>	<b>300 404</b>	<b>138 698</b>	<b>161 706</b>
<b>Fundo de correcção de hidraulicidade</b>				
7.1	Encargos variáveis			86 208
7.2	Receita de mercado			-65 297
7.3	Reservas nas albufeiras			35 233
7 = 7.1-7.2-7.3	<b>Total</b>			<b>116 272</b>
<b>Montante a aplicar nas tarifas</b>				
8 = 6-7	<b>Total</b>			<b>45 434</b>

Fonte: REN, EDP

O impacto do ajustamento do montante dos CMEC, de 161 706 milhares de euros na tarifa de UGS, é substancialmente diminuído para 45 434 milhares de euros, com a aplicação do mecanismo de Correção de Hidraulicidade que corrige o ajustamento dos efeitos da variabilidade hidroelétrica face a um ano médio. Recorde-se que o ajustamento dos CMEC implícito nas tarifas do ano anterior, referente ao 2.º semestre de 2007, ascendeu a 101 533 milhares de euros e que após aplicação do mecanismo de Correção de Hidraulicidade, este diminuiu para 39 323 milhares de euros.

Importa referir que aos valores apresentados no Quadro 6-3, há que acrescentar juros e deduzir os valores já incluídos provisoriamente nas tarifas de 2009<sup>2</sup>, para serem obtidos os montantes que se apresentam no Quadro 6-6. Isto é, o montante de revisibilidade de 116 056 milhares de euros, resulta da diferença entre os 161 706 milhares de euros acrescido de juros no montante de 4 930 milhares e os 50 581 milhares de euros facturados em 2009.

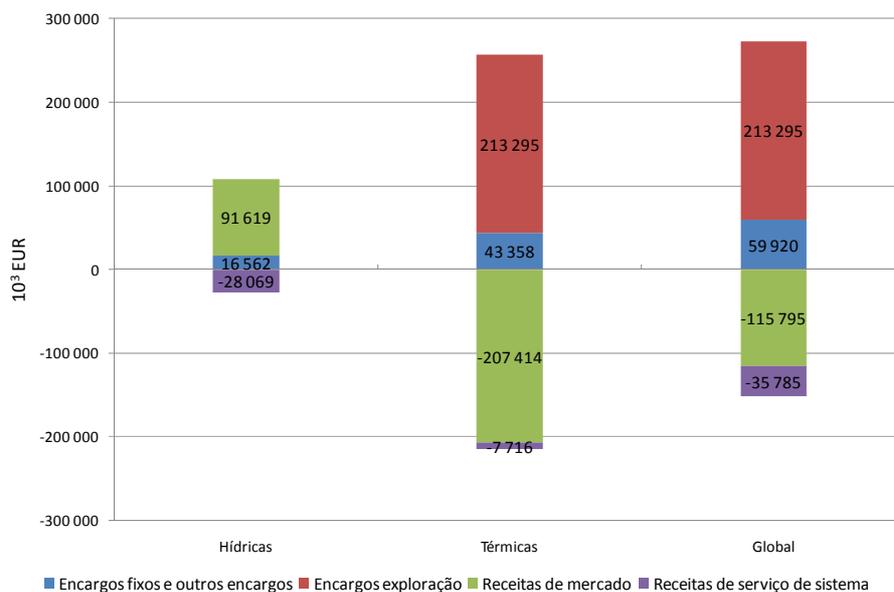
A aceitação dos custos com os CMEC é condicionada ao resultado do estudo “Auditoria aos procedimentos para cálculo dos ajustamentos anuais e finais ao montante inicial dos Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) ao abrigo do Decreto-Lei n.º 240/2004 e ao cálculo do montante do ajustamento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

A figura que se segue permite evidenciar que as componentes que compõem os ajustamentos dos CMEC são de valores muito superiores no caso das centrais térmicas do que nas centrais hídricas, apesar de ambos os tipos de centrais contribuírem com o mesmo peso para o ajustamento aos CMEC.

---

<sup>2</sup> Em 2009, na parcela de alisamento foram considerados 54 574 milhares de euros, dos quais apenas foram facturados aos clientes 50 581 milhares de euros.

**Figura 6-1- Ajustamento do montante dos CMEC**



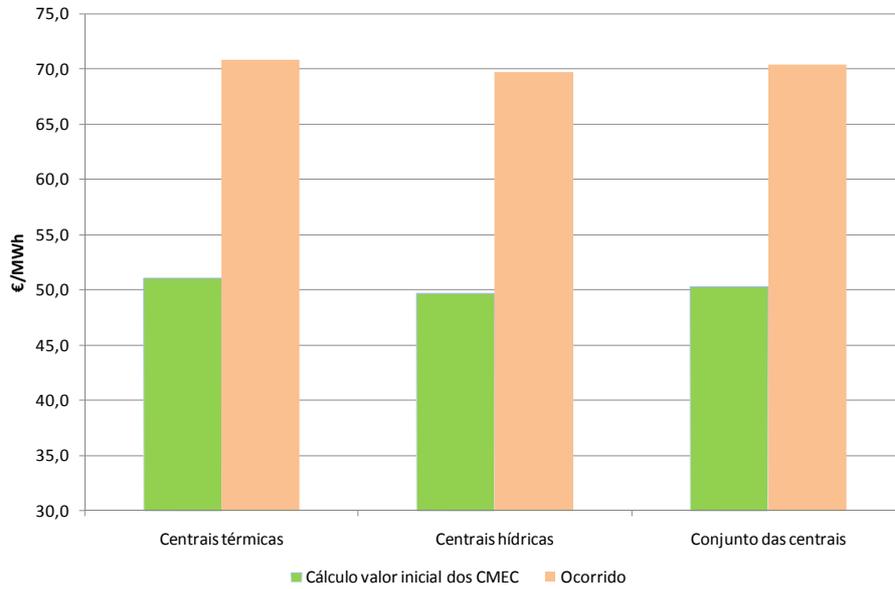
Fonte: REN, EDP

O mecanismo dos CMEC corresponde à diferença entre o valor actual das receitas que um centro electroprodutor esperaria receber antes da liberalização dos mercados e definidos nos seus respectivos CAE e a receita realmente ocorrida. Este mecanismo foi definido 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 de custos.
- 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.

No que diz respeito ao preço de mercado, o importante valor do ajustamento dos CMEC sucedeu apesar das receitas unitárias em 2008 terem sido substancialmente superiores ao estabelecido no cálculo do valor inicial dos CMEC: em torno de 70 €/MWh, face a valores em torno de 50 €/MWh.

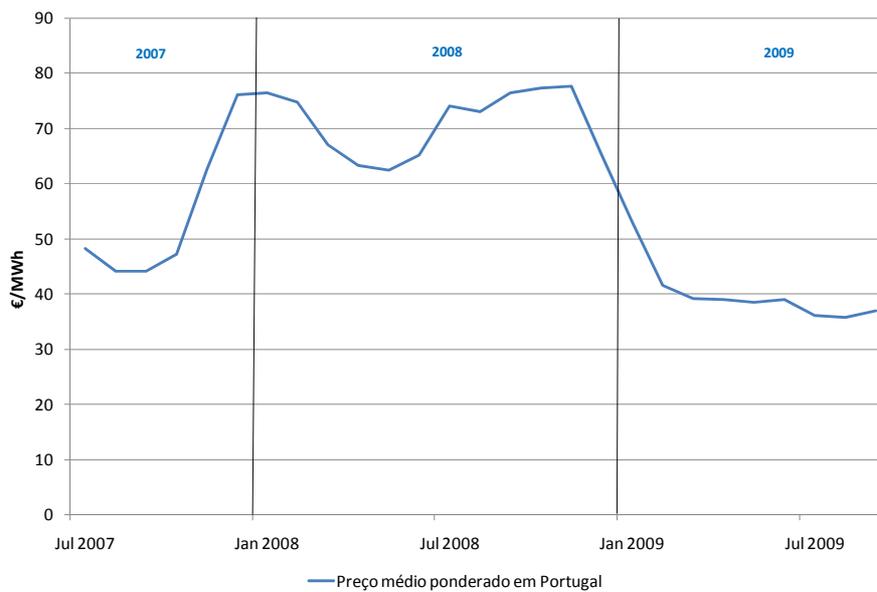
**Figura 6-2 – Receita unitária definido no cálculo do valor inicial dos CMEC e no cálculo da revisibilidade**



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 muito superior ao estabelecido no cálculo dos CMEC, ao longo de todo o ano de 2008.

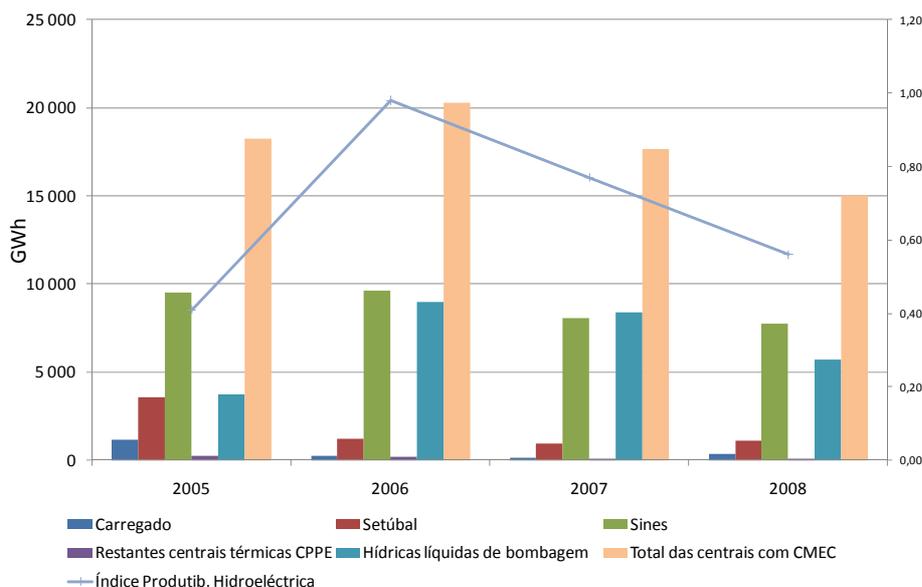
**Figura 6-3 – Evolução do preço médio mensal ponderado em Portugal**



Fonte: OMEL

Em 2008, a produção de energia eléctrica das centrais com CMEC foi inferior ao verificado nos últimos 4 anos, mesmo quando comparada com o ano de 2005, ano que apresentou o mais baixo índice de produtividade hidroeléctrica e os mais baixos valores de produção de centrais com origem hídricas. Neste sentido, saliente-se que durante esse período, 2008 foi o ano em que a central de Sines produziu menos energia eléctrica.

**Figura 6-4 – Produção das centrais com CMEC e Índice de Produtibilidade Hidroeléctrica**

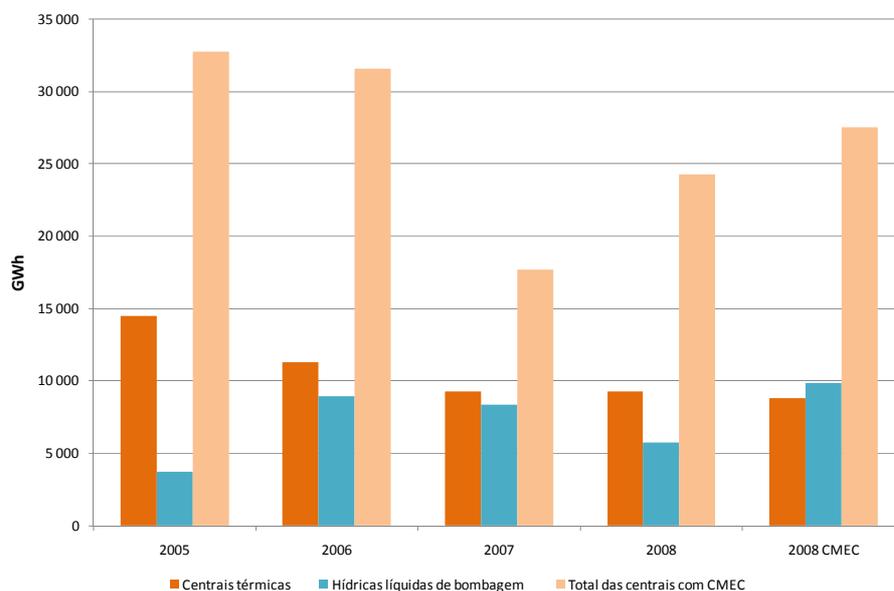


Fonte: REN, EDP

Registe-se igualmente que em 2007, ano do início da liberalização do mercado, a produção das centrais com CMEC foi inferior ao verificado nos restantes anos.

Existe assim uma evidente dificuldade em colocar no mercado a energia das centrais com CMEC. Esta dificuldade materializa-se no facto das quantidades previstas nos CMEC serem produzidas em 2008 terem sido inferiores ao ocorrido.

**Figura 6-5 – Produção ocorrido das centrais com CMEC entre 2005 e 2008 e valor implícito no cálculo dos CMEC para 2008**



Fonte: REN, EDP

Paralelamente, observa-se que os custos com combustíveis aumentaram em 2008 face a 2007, sendo o seu valor muito superior ao implícito no CMEC de 2008.

**Quadro 6-4 – Evolução dos custos com combustíveis em Sines e Setúbal**

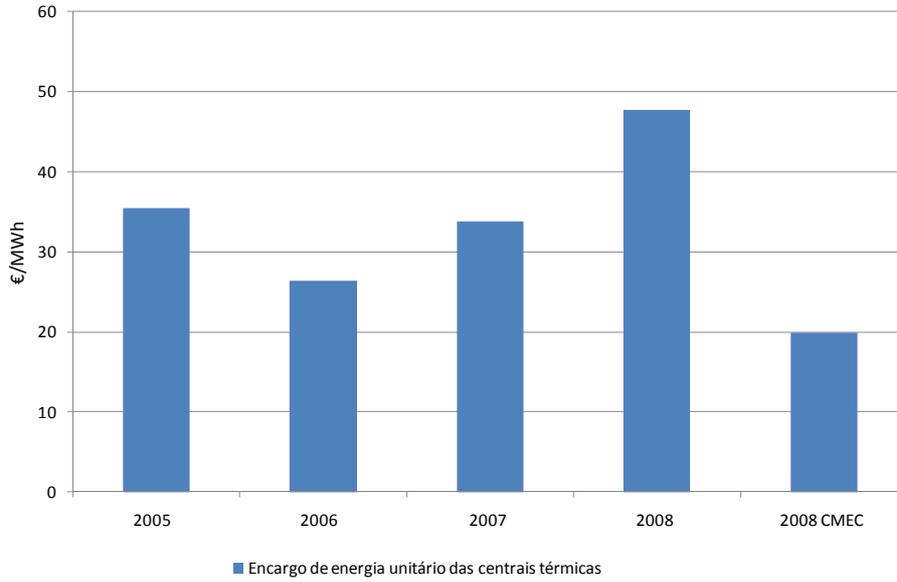
		2005	2006	2007 (1)	CMEC 2008 (2)	Ocorrido 2008 (3)	% [(3)-(1)]/(1)	% [(3)-(2)]/(2)
Setúbal (fuelóleo)	€/t	215,8	270,9	274,9	223,3	353,4	29%	58,2%
Sines (Carvão)	€/tec	65,5	54,7	78,1	55,9	119,6	53%	114,0%

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>.

<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.

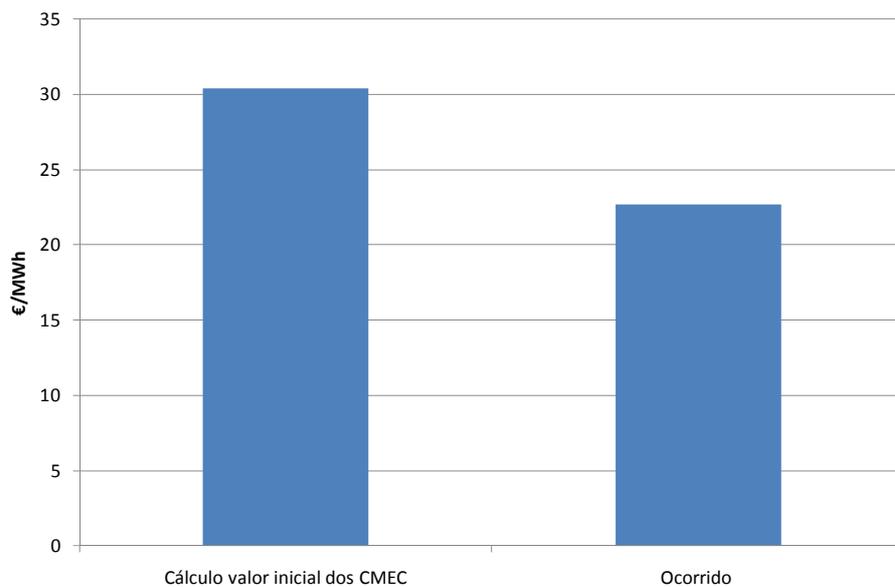
**Figura 6-6 – Evolução do encargo de energia unitário das centrais térmicas**



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 2008, a volta de 23 €/MWh, bem como o valor implícito no cálculo inicial dos CMEC, em torno de 30 €/MWh.

**Figura 6-7 – Margem das vendas em 2008**



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 2008, 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 apenas se deve ao à variação da inflação e à evolução da disponibilidade das centrais.

A inflação ocorrida em 2008 foi de 2,5%. A diferença de 0,5% face à taxa implícita nos CMEC de 2%, apenas poderia resultar num ajustamento a volta de 4,4 milhões de euros. Deste modo, o ajustamento aos encargos fixos decorrente da disponibilidade das centrais representa cerca de 40 milhões de euros, isto é, cerca de 5% do montante total de encargos fixos relativos a 2008.

Recorde-se que os ganhos resultantes da disponibilidade das centrais correspondem na prática a um incentivo pela disponibilidade apresentada pelas centrais face ao valor contratual.

#### Quadro 6-5 – Evolução da taxa de inflação

	Verificado em 2005	Verificado em 2006	Verificado em 2007	Verificado em 2008	Varição implícita nos CMEC
IHPC-h	2,10%	3,10%	2,4%	2,5%	2,0%

Nota: dados INE

#### 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 e em 2008, conforme apurado no ponto anterior.

As tarifas aplicadas a partir de Janeiro poderão ter que sofrer um ajuste importante a partir de Abril ou a partir de Julho desse ano. Assim, a necessidade das tarifas anuais de acesso incluírem uma parcela de ajuste com uma estimativa da revisibilidade referente ao ano anterior surge clara.

A repercussão na tarifa da revisibilidade dos CMEC não deve, dentro do possível, provocar variações tarifárias descontextualizadas da fixação anual de tarifas. Os sinais preço transmitidos aos consumidores devem ser estáveis e previsíveis, devendo estar ajustados ao nível real de custos de fornecimento. 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 informação recebida da EDP Distribuição. 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.

Com base na informação enviada pela empresa prevê-se que o valor da revisibilidade de 2009 atinja os 200 milhões de euros e que o mecanismo de correcção de hidraulicidade corrija este valor em -27,2 milhões de euros. Nas tarifas para 2010 considerou-se apenas 9/12 deste valor.

A parcela de alisamento inclui ainda os desvios de facturação da parcela fixa e da parcela de acerto referente ao ano de 2009. À data de publicação das tarifas o valor referente ao mês de Dezembro ainda não é conhecido, pelo que se estimou este valor tendo em conta a média dos desvios ocorridos nos últimos 4 meses. Assim, prevê-se que o desvio de facturação atinja os 17 949 milhares de euros, sendo 8 284 milhares de euros referente à parcela fixa e de 9 665 milhares de euros referente à parcela de acerto.

Este valor acrescido de juros à taxa de 7,55% implica rendas mensais<sup>4</sup> dos desvios da parcela fixa e da parcela variável de 766 e 895 milhares de euros, respectivamente. Em 2010 foram consideradas 9 mensalidades.

#### **CUSTO TOTAL COM OS CMEC**

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

- Parcela fixa no montante de 85,6 milhões de euros que inclui a renda anual de 81,2 milhões de euros, calculada à taxa de 7,55%;
- Parcela de acerto que recupera o remanescente do valor considerado a título provisório em Tarifas 2009 da revisibilidade de 2008 acrescida de juros, no montante de 116 milhões de euros.
- Parcela de alisamento no total de 144,6 milhões de euros relativa ao valor previsto das seguintes parcelas: (i) desvios de facturação em 2009 no montante de 15 milhões de euros, (ii) revisibilidade de 2009 no montante de 150 milhões de euros e (iii) correcção de hidraulicidade de 2009 no montante de -20,4 milhões de euros;
- Correcção de hidraulicidade referente ao remanescente considerado a título provisório em tarifas 2009, referente ao ano de 2008, no montante de -41,2 milhões de euros.

Os valores da parcela fixa e da parcela de acerto, no montante de 201,6 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.

---

<sup>4</sup> Valores provisórios

**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.

**Quadro 6-6 - Proveitos permitidos na actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte**

			Unidade 10 <sup>3</sup> EUR	
			Tarifas 2009	Tarifas 2010
<b>A</b>		<b>Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da UGS</b>	<b>611 737</b>	<b>1 055 111</b>
(+)		Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Gestão Global do Sistema	384 125	543 626
		Diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial	95 831	805 123
	SPRE <sup>FER</sup> <sub>1</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	138 269	651 041
	SPRE <sup>ENR</sup> <sub>1</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	-42 438	154 083
(+)		<b>CMEC</b>	<b>134 346</b>	<b>305 026</b>
	PF <sub>CMEC,1</sub>	Parcela Fixa dos CMEC	88 801	85 645
		Renda anual	81 185	81 185
		Ajustamentos	7 615	4 460
	PA <sub>CMEC,1</sub>	Parcela de Acerto dos CMEC	112 403	116 056
		Revisibilidade	112 403	116 056
		Ajustamentos	0	0
	CP <sub>CMEC,1</sub>	Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte	0	0
	PA <sub>CMEC,1</sub>	Componente de alisamento dos CMEC	-6 788	144 597
		Revisibilidade prevista (9/12)	54 574	150 052
		Ajustamentos previstos (9/12)	13 638	14 945
		Correcção de hidraulicidade (9/12)	-75 000	-20 400
	CH <sub>psl,1</sub>	Correcção de hidraulicidade	-60 070	-41 272
		Custos com a aplicação da tarifa social	79	124
(+)	DT <sup>061</sup>	Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006, a recuperar pelo operador da rede de distribuição	17 045	14 516
(+)	DT <sup>071</sup>	Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BTN em 2007, a recuperar pelo operador da rede de distribuição	6 469	5 510
(+)	EST <sub>psl,1</sub>	Valor a repercutir nas tarifas resultante de medidas no âmbito da estabilidade tarifária	0	-668 186
	C <sup>SAB</sup> <sub>CVEE,1</sub>	Custos no âmbito da sustentabilidade de mercados	-822 214	-822 214
	EST <sup>E</sup> <sub>1</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	116 992
	EST <sup>CIEG</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	37 036
(-)		Diferença entre os valores facturados pela EDP Distribuição e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa UGS, em	26 158	-49 372
<b>B</b>		<b>Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da URT</b>	<b>227 897</b>	<b>273 360</b>
(+)		Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Transporte de Energia Eléctrica	232 263	259 948
(-)		Diferença entre os valores facturados pela EDP Distribuição e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa URT, em	4 366	-13 412
<b>C</b>	<b>A + B</b>	<b>Proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte</b>	<b>839 635</b>	<b>1 328 471</b>

## 6.2 ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

A actividade de Distribuição de Energia Eléctrica que resulta da integração da actividade de Comercialização de Redes nesta actividade, em 2009, continua a ser regulada por *price cap* com uma evolução indexada à taxa de inflação adicionada dos ganhos de eficiência previstos para o período de regulação.

Concebidos como incentivos à melhoria do desempenho que efectivamente tenha ocorrido, os incentivos à redução do nível de perdas na rede de distribuição e à melhoria da qualidade de serviço continuam a ser aceites *a posteriori*, sendo reflectidos nas tarifas com um diferimento de dois anos. Por sua vez, o incentivo à promoção do desempenho ambiental passa a ser 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.

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 e os custos no âmbito de programas de reestruturação de efectivos anteriormente aceites pela ERSE.

Em 2010, para além dos custos já identificados os proveitos permitidos desta actividade vão reflectir o impacto dos custos comerciais da Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro e o diferencial da actualização da taxa de remuneração dos activos.

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

De acordo com a informação constante no capítulo 11 deste documento, os proveitos desta actividade incluem os custos previstos no total de 4 623 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 2010, as rendas de concessão, calculadas de acordo com a nova metodologia iniciada em 2009, estimam-se em 239,1 milhões de euros.

## PLANOS DE REESTRUTURAÇÃO DE EFECTIVOS

O cálculo da renda do 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 2010, foram calculados com base na análise do relatório de execução de 2008.

O quadro seguinte sintetiza o montante aceite em termos previsionais dos custos com reestruturação de efectivos para 2010.

### Quadro 6-7 - Custos com o 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	Valores por recuperar	anuidades	renda anual T 2010
Plano 2003	147 489	22 253	7 358	7 173	7 362	7 369	95 974	13	7 383
Plano 2004	292 131	12 801	14 699	31 364	14 539	14 550	204 177	14	14 584
Plano 2005	40 370	2 651	2 035	1 354	1 975	2 016	30 338	15	2 023
<b>Total a acrescentar aos proveitos permitidos</b>	<b>479 991</b>	<b>37 705</b>	<b>24 092</b>	<b>39 892</b>	<b>23 876</b>	<b>23 935</b>	<b>330 490</b>		<b>23 989</b>

Os custos com outros planos de efectivos totalizam 58 478 milhares de euros.

### IMPACTE RELACIONADO COM A APLICAÇÃO DA LEI N.º 12/2008

Nos proveitos permitidos para 2010 foram aceites os valores reais de 2008 relativos aos custos relacionados com a aplicação da Lei n.º 12/2008. Estes valores não foram incluídos nas tarifas de 2008, sendo apenas considerados quando fossem definitivos. O ajustamento em causa é de 2,9 milhões de euros, acrescidos de juros.

Os valores relativos aos investimentos em contadores já tinham sido retirados da base de activos aquando da definição dos custos e parâmetros para o período de regulação 2009-2011, situação que se mantém.

Em 2010 foram ainda aceites os custos estimados com a campanha de adequação de contadores bi-horários de ciclo diário ao horário estabelecido pela ERSE, no Despacho 59/2009, de 2 de Janeiro. Mais recentemente no Despacho n.º 14251/2009, de 24 de Junho, prevê-se que a adaptação dos

<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.

contadores ocorra durante o ano de 2009. No entanto, a EDP Distribuição, de acordo com o parecer da ERSE de 14 de Julho, decidiu prolongar aquele processo até Março de 2010.

Os custos em causa incluem, nomeadamente, custos com mão-de-obra e custos comerciais, sendo de 2 028 milhares de euros o valor provisoriamente aceite em tarifas de 2010.

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

No actual período de regulação 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 400 pontos base.

Para 2010 a taxa de remuneração do activo a aplicar é de 8,39%, o que se traduz num diferencial de proveitos a devolver aos clientes no valor de 4,4 milhões de euros.

#### **PROVEITOS PERMITIDOS NA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA PARA 2010**

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.

**Quadro 6-8 - Proveitos permitidos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica**

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

			Tarifas 2009	Tarifas 2010
1	$F_{URD,AT/MT}$	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	152 290	153 889
2	$P_{URD,AT/MT}$	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/kWh)	0,005907	0,005821
3	$E_{URD,AT/MT}$	Energia eléctrica entregue pela rede de distribuição em AT/MT a clientes vinculados e não vinculados (GWh)	47 881	45 000
4	$PEF_{URD,AT/MT}$	Custos com planos de reestruturação de efectivos	31 281	29 705
5	$Amb_{URD,AT/MT}$	Custos com a promoção do desempenho ambiental	3 933	3 392
6		Impacte da lei 12/2008	-1 024	0
7		Diferencial da actualização da taxa de remuneração do activo		-2 883
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	-30 520	-28 744
<b>A</b>	<b>= (1)+(2)x(3)x1000+(4)+(5)+(6)+(7)-(8)</b>	<b>Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT</b>	<b>499 816</b>	<b>474 793</b>
9	$F_{URD,BT}$	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	211 673	210 043
10	$P_{URD,BT}$	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/kWh)	0,010307	0,009940
11	$E_{URD,BT}$	Energia eléctrica entregue pela rede de distribuição em BT a clientes vinculados e não vinculados (GWh)	25 100	23 720
12	$PEF_{URD,BT}$	Custos com planos de reestruturação de efectivos	52 322	52 762
13	$RC_{URD,BT}$	Custos com rendas de concessão	239 552	239 102
14	$Amb_{URD,AT/MT}$	Custos com a promoção do desempenho ambiental	611	1 231
15		Impacte da lei 12/2008 e parametrização dos contadores para bi-horária	-17 167	5 148
16		Diferencial da actualização da taxa de remuneração do activo		-1 542
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	17 260	-28 091
<b>B</b>	<b>= (9)+(10)x(11)x1000+(12)+(13)+(14)+(15)+(16)</b>	<b>Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT</b>	<b>728 496</b>	<b>770 612</b>
<b>C</b>	<b><math>R^D = (A) + (B)</math></b>	<b>Total de proveitos</b>	<b>1 228 312</b>	<b>1 245 404</b>

## 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.. De acordo com o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, esta sociedade devia de estar constituída até 1 de Janeiro de 2007.

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

### 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 dos 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) e ainda através de leilões trimestrais (CESUR). 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 2010, 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 2009		ERSE Tarifas 2010		ERSE - Empresa Tarifas 2010	
	2007	2008	2009	2010	2009	2010	2009	2010
+ Energia comprada nos mercados organizados	30 662	31 639	25 819	24 663	24 149	19 815	-1 670	-4 848
+ CESUR	3 445	6 214	1 828	0	1 828	0	0	0
+ Produção em regime especial	10 130	11 578	13 483	15 675	13 294	14 898	-189	-777
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	3 140	3 507	3 094	2 939	2 976	2 765	-118	-174
	8,0%	8,04%	8,58%	8,29%	8,67%	9,18%		
- Perdas na rede de Transporte (perdas/fornecimentos)	458	634	391	384	415	346	24	-38
	1,1%	1,4%	1,0%	1,0%	1,2%	1,1%		
<b>Total das aquisições</b>	<b>44 237</b>	<b>49 431</b>	<b>41 130</b>	<b>40 338</b>	<b>39 271</b>	<b>34 714</b>	<b>-1 859</b>	<b>-5 624</b>

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

**AQUISIÇÃO 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 2010 por tecnologia e respectivas quantidades de energia.

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

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

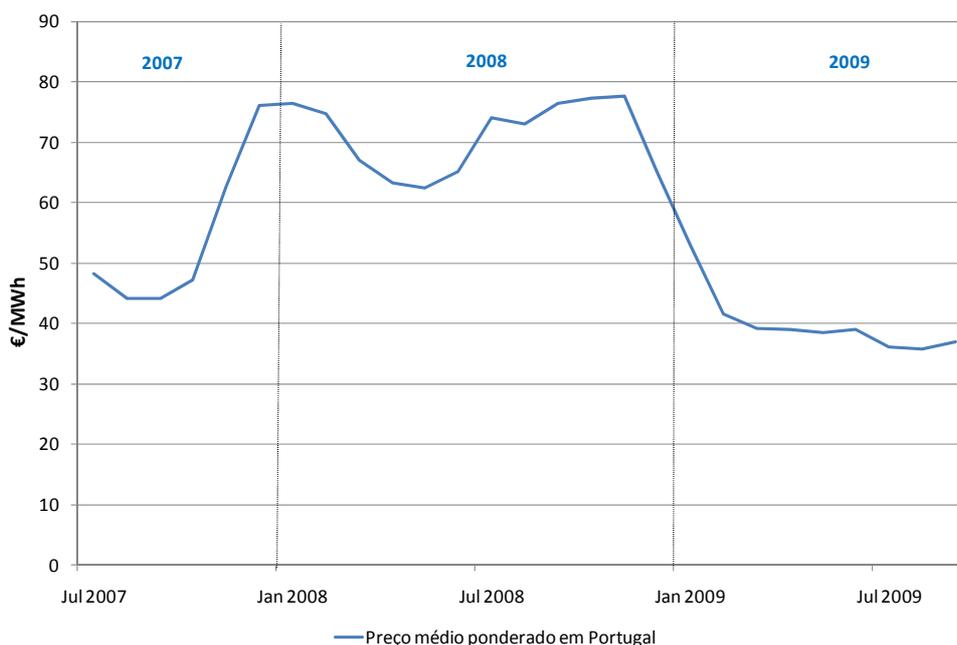
Fonte: EDP Serviço Universal.

Nas previsões para 2010 aceitaram-se as previsões enviadas pela EDP Serviço Universal, em Junho de 2009 relativamente aos preços médios por tecnologia. Corrigiram-se os valores das quantidades enviadas tendo em conta o desvio médio sistemático das previsões da empresa nos últimos anos. Adicionalmente, reajustaram-se as previsões relativamente à energia fotovoltaica e hídrica de acordo com a melhor informação disponível.

**PREÇO DE MERCADO**

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

A Figura 7-1 mostra a evolução do preço médio ponderado de energia eléctrica em Portugal desde a criação do MIBEL.

**Figura 7-1 - Evolução do preço médio ponderado de energia eléctrica**

Fonte: OMEL

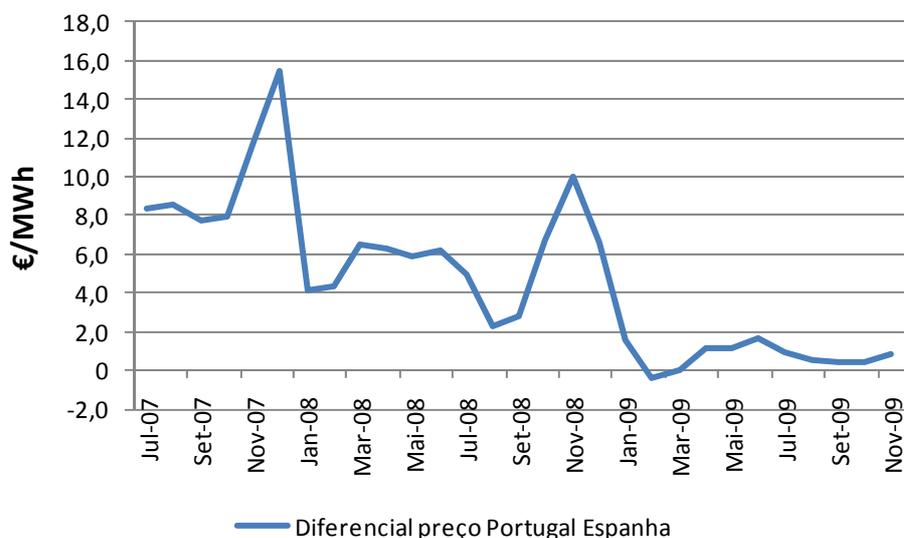
A observação dos mercados de futuros parece ser uma opção válida na realização deste exercício.

No início de Dezembro de 2009, os valores do OMIP dos contratos de futuro para entrega em 2010 em Espanha, *base/load* Espanha, situam-se a volta de 40,2 €/MWh.

Se a este valor for somado o valor médio decorrente da separação de mercados entre Portugal e Espanha ocorrido nos 11 primeiros meses do corrente ano, 0,7 €/MWh, e um valor de 1,5 €/MWh para o diferencial de preços entre os preços médios ponderados e aritméticos obtém-se 42,4 €/MWh.

A evolução do diferencial de preço entre Portugal e Espanha é apresentada na Figura 7-2. Este diferencial tem vindo a diminuir fruto, por um lado, do aumento dos investimentos na capacidade de interligação e, por outro lado, da quebra do consumo na Península Ibérica, nomeadamente em Portugal. Registe-se que este último factor é conjuntural, sendo que a médio prazo o diferencial de preço entre os dois países poderá voltar a aumentar ligeiramente.

Figura 7-2 – Evolução do diferencial de preços entre Portugal e Espanha



Fonte: OMEL

Porém, o grau de incerteza na previsão dos preços de energia eléctrica na Península Ibérica não é diminuída ao serem unicamente considerados os valores dos respectivos mercados de futuros.

Recorde-se que em Setembro de 2008 o preço médio dos futuros *base load* em Espanha do OMIP para 2009 era cerca de 70 €/MWh. No entanto, até à data o preço médio aritmético em Espanha para 2009 tem-se situado a volta de 40 €/MWh.

Por outro lado, sabe-se que os preços da energia eléctrica e do petróleo apresentam uma correlação elevada. Esta correlação é evidente quando são anulados os efeitos decorrentes da sazonalidade do preço da energia eléctrica, aplicando uma média móvel a 12 meses nos preços da energia eléctrica e do petróleo. Registe-se igualmente que existe um desfasamento entre o momento de aquisição dos combustíveis e o seu consumo para produção de energia eléctrica, que deverá ser considerado na comparação entre as médias móveis dos preços do Brent e dos preços da energia eléctrica.

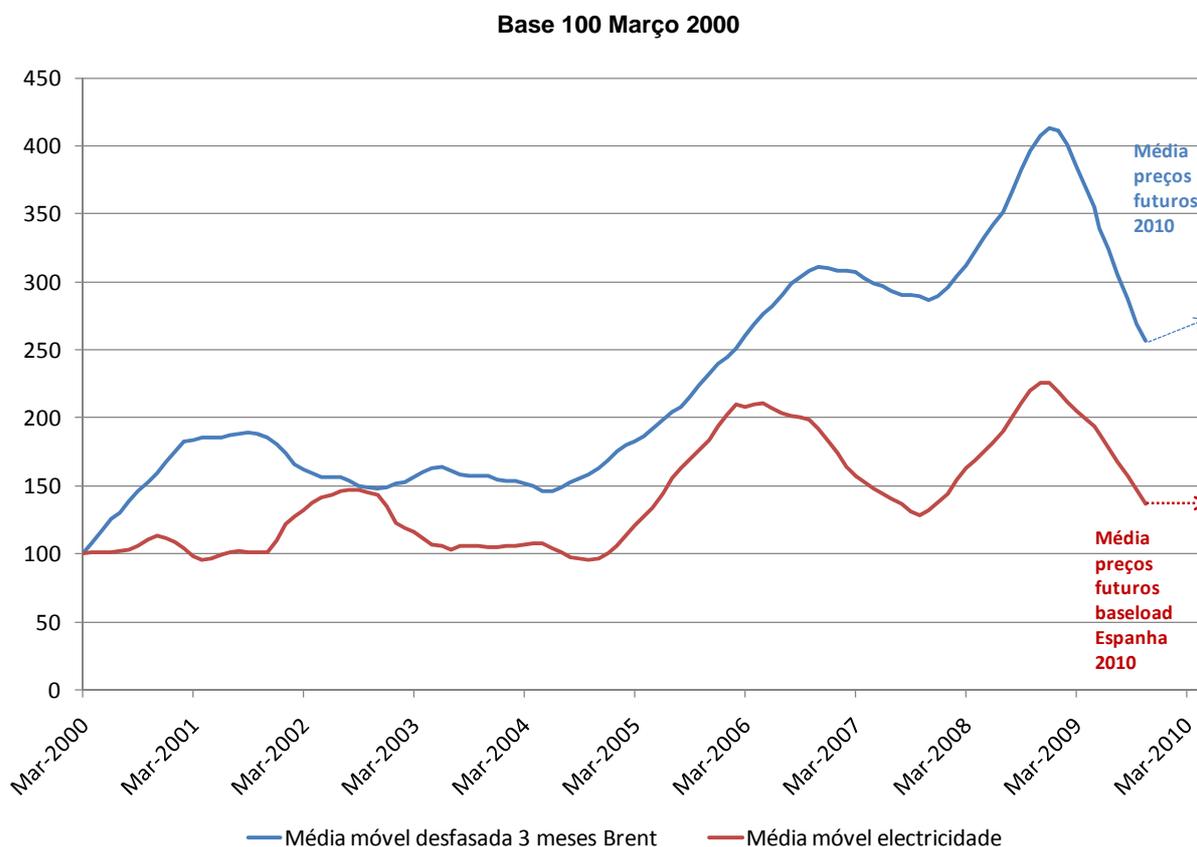
Assim, a observação dos mercados de futuros do petróleo, substancialmente mais líquidos do que o do OMIP, poderá ajudar na sustentação da previsão do preço de energia eléctrica para 2010 em Portugal.

A figura que se segue evidencia a correlação mencionada. Esta figura apresenta as médias móveis a 12 meses dos preços médios aritméticos da energia eléctrica na *pool* ibérica<sup>6</sup> e dos preços do *Brent*,

<sup>6</sup> O referencial de preço tem origem em Espanha com vista a obter uma série temporal maior do que a que seria proporcionada caso o referencial fosse o preço em Portugal.

desfasados de 3 meses. Estão igualmente apresentados os valores médios para 2010 dos futuros do Brent e dos contratos de *baseload*<sup>7</sup> em Espanha.

**Figura 7-3 – Evolução da média móvel a 12 meses do preço do Brent (EUR/bbl) e do preço da energia eléctrica na *pool* ibérica (Espanha)**



Fonte: OMEL, Reuters, Banco de Portugal

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

Acresce que de um ponto vista previsional existem algumas vantagens em considerar o mercado de futuros do petróleo em lugar do mercado de futuros da energia eléctrica na Península, tendo em conta que é um mercado mais líquido, que reflecte melhor as expectativas dos agentes económicos, internalizando assim, um conjunto de variáveis externas que também influenciam o preço de energia eléctrica, nomeadamente a evolução económica global.

<sup>7</sup> No início de Dezembro de 2009.

Neste contexto, aplicou-se uma metodologia que numa primeira fase define modelos econométricos<sup>8</sup>, que relacionam a média móvel anual dos preços de mercado de energia eléctrica e a média móvel anual dos preços de mercado do petróleo *Brent* em euros desfasada de 3 meses. Numa segunda fase aplicam-se os modelos à média móvel dos contratos de futuros para o petróleo *Brent* em 2010<sup>9</sup>.

Ao valor do preço médio de energia considerada para Espanha para 2010, deve-se adicionar o diferencial entre o preço médio ponderado e o preço médio aritmético.

Foi neste quadro que a ERSE considera como preço de energia eléctrica ponderado para Portugal um valor de 50 €/MWh.

Este preço resulta da comparação dos resultados da aplicação de dois modelos que relacionam o preço de mercado de futuros e o preço da energia eléctrica.

A Figura 7-4 mostra a evolução da aplicação destes modelos com os dados disponíveis entre Junho de 2009 e Setembro de 2009, comparando-os com as previsões da EDP para 2010 feitas em Junho e em Setembro de 2009, bem como com os valores dos contratos de futuros *baseload* em Espanha para 2010 no início de Julho de 2009 e no final do mês de Setembro.

No caso dos modelos apresentados e das previsões OMIP, o preço médio ponderado para Portugal resulta da estimativa do preço médio aritmético para Espanha adicionado de:

- 1,5 €/MWh para o diferencial entre o preço médio aritmético e ponderado.
- 1 €/MWh para o diferencial de preço entre o preço médio aritmético em Portugal e em Espanha resultando da separação de mercado<sup>10</sup>.

No caso das previsões da EDP, SU, o preço médio ponderado para Portugal resulta da estimativa do preço médio aritmético para Espanha adicionado de:

- 1,5 €/MWh para o diferencial entre o preço médio aritmético e ponderado.
- 0,6 €/MWh e 2,0 €/MWh para o diferencial de preço entre o preço médio aritmético em Portugal e em Espanha resultando da separação de mercado nas previsões de Julho e Setembro, respectivamente.

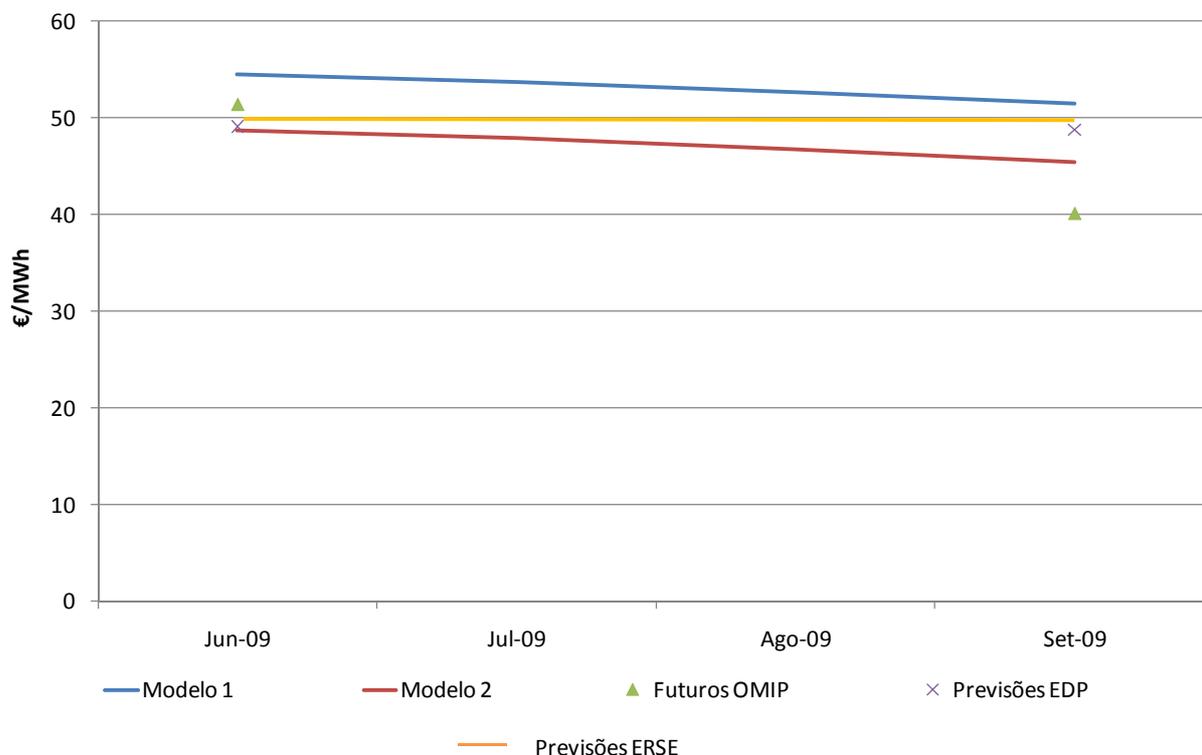
---

<sup>8</sup> Cointegrados, tendo em conta que as séries não são estacionárias.

<sup>9</sup> A volatilidade do mercado de petróleo dificulta o uso de outras abordagens previsionais (ARIMA; *Markov switching model*, etc.).

<sup>10</sup> A média do diferencial de preço entre Portugal e Espanha nos 11 primeiros meses do ano situa-se em 0,7 €/MWh. Este valor, tem vindo a diminuir, fruto, por um lado, do aumento dos investimentos na capacidade de interligação e, por outro lado, da quebra do consumo na Península Ibérica, nomeadamente em Portugal.

**Figura 7-4 – Preço médio ponderado para Portugal para 2010**



A Figura 7-4 permite igualmente evidenciar a grande volatilidade dos mercados de futuros da OMIP, cuja previsões para 2010 diminuíram de cerca de 50 €/MWh para 40 €/MWh, no período de três meses.

A previsão da ERSE encontra-se no intervalo dado pelos modelos da ERSE, sendo próxima das previsões da EDP, SU, que foram de 49,1 €/MWh em Junho de 2009 e de 48,8 €/MWh em Setembro de 2009. Esta previsão é efectuada numa óptica prudencial de protecção do equilíbrio dos mercados, tendo presente que as consequências do desvio entre as previsões para o preço de energia eléctrica em 2010 e o valor que se verificar nesse ano não são simétricas.

### 7.1.2 AJUSTAMENTOS

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

1. Os ajustamentos por aplicação da tarifa de Energia em 2008.
2. O ajustamento da aditividade tarifária de 2008.
3. O ajustamento provisório da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, referente ao ano de 2009.

Uma análise mais aprofundada destes valores encontra-se no documento “Ajustamentos referentes a 2008 e 2009 a repercutir nas tarifas de 2010”.

O quadro seguinte sintetiza o montante de ajustamentos referentes a 2008 e 2009.

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

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

	Tarifas 2010
Valor previsto para o ajustamento dos custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, referente a 2009	1 044 201
Ajustamento dos custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, relativo a 2008	-206 205
Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas referente a 2008	-15 783
Total de ajustamentos a incorporar nos proveitos da CVEE	822 214 <sup>11</sup>

**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.

<sup>11</sup> Um ajustamento de sinal positivo significa um valor a devolver pela empresa.

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

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2009	Tarifas 2010
+	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Aquisição de Energia Eléctrica (ajustamentos do 1.º sem 07)	78 584	0
+	Custos permitidos com aquisição de energia eléctrica, para fornecimento dos clientes	3 375 552	1 762 131
+	Custo com a aquisição de energia eléctrica através de contratos bilaterais	0	0
+	Custo com a aquisição de energia eléctrica nos mercados organizados	1 982 828	990 754
+	Custo com a aquisição de energia eléctrica através de leilões	330 154	0
+	Outros custos (custos com serviços do sistema)	47 677	26 455
+	Custos com a aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime especial (exclui o sobrecusto)	1 014 892	744 922
+	Custos de funcionamento afectos à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica e aceites pela ERSE, previstos para o ano $t$	8 584	9 507
-	Valor previsto para o ajustamento dos custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, no ano $t-1$ a incorporar no ano $t$	-1 096 593	1 044 201
-	Ajustamento no ano $t$ dos custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, relativo ao ano $t-2$	-100 504	-206 205
-	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas a incorporar nos proveitos do ano $t$ .	-63 971	-15 783
=	<b>Total dos proveitos da compra e venda de energia eléctrica do CUR</b>	<b>4 723 788</b>	<b>949 423</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	-1 275 682	
+	Ajustamentos positivos ou negativos ao abrigo da sustentabilidade		822 214
=	<b>Total dos proveitos da compra e venda de energia eléctrica a recuperar com a Tarifa de Energia</b>	<b>3 448 106</b>	<b>1 771 637</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 2010 do comercializador de último recurso é dado pela expressão 54 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 2009	Tarifas 2010
Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano <i>t</i>	106 299	929 526
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano <i>t</i>	204 274	192 611
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano <i>t</i>	1 100 775	1 023 688
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes, no ano <i>t</i>	0	0
<b>Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, previstos para o ano <i>t</i></b>	<b>1 411 347</b>	<b>2 145 826</b>

### 7.3 ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

Os proveitos permitidos nesta actividade resultam da aplicação dos parâmetros definidos para o período de regulação, cuja justificação se encontra no documento “Parâmetros de regulação e Custo de capital para o período 2009-2011”, de Dezembro de 2008, relativamente aos custos aceites e à reposição do custo das necessidades financeiras resultante do desfasamento temporal entre os prazos médios de pagamento e de recebimento.

Assim, para o próximo período regulatório aplicou-se um factor de eficiência de 3% ao ano aos custos unitários por consumidor.

Este parâmetro foi determinado tendo em conta a meta implícita nos custos unitários enviados pela empresa para o período 2009 a 2011 de 2,1% ao ano, bem como o facto de em 2010 se iniciar um estudo com o objectivo de avaliar os custos incorridos pela EDP Serviço Universal imputados à actividade de Comercialização, nomeadamente na aquisição dos serviços à EDP Soluções Comerciais.

Com base nos resultados deste estudo os parâmetros por nível de tensão agora fixados para o próximo período de regulação, poderão ser ajustados em conformidade.

Os custos controláveis foram repartidos em fixos e variáveis na proporção de 20/80, excepto para o nível de tensão de NT em que se considerou que a parcela fixa ia reduzindo o seu peso relativo ao longo do período.

Para efeito de remuneração nesta actividade, nos termos definidos para o período de regulação, considerou-se que o valor para 2010 é de 8,39% determinado com base na rendibilidade média diária

# PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO EM 2010

Actividades desenvolvidas pelo comercializador de último recurso

das OT a 10 anos, ocorrida no período compreendido entre 1 de Setembro de 2008 e 31 de Agosto de 2009, acrescida de 400 pontos base.

## 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.

**Quadro 7-6 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos na actividade de Comercialização**

			Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR	
			Tarifas 2009	Tarifas 2010
1	$F_{CNT}$	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT (MAT, AT e MT)	362	256
2	$V_{CNT}$	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT (€/consumidor)	71,983	72,055
3	$E_{CNT}$	Número de consumidores médio, em NT	20 089	9 127
4	$PEF_{CNT}$	Custos com planos de reestruturação de efectivos	99	0
5	$\hat{c}_c / 365 \times (R_{E,NT}^{CR} + R_{CVATD,NT}^{CR}) \times f_c$	Reposição do custo das necessidades financeiras em NT	9 534	2 765
	$\hat{c}_c$	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em dias)	24	17
	$R_{E,NT}^{CR}$	Custos com a actividade de CVEE afectos a NT	1 392 219	532 803
	$R_{CVATD,NT}^{CR}$	Proveitos permitidos da CVATD afectos a NT	303 616	174 139
	$f_c$	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras	8,55%	8,39%
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	108	434
A	$R_{CNT}^{CR} = (1) + (2) \times (3) / 1000 + (4) + (5) + (6) - (7)$	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT	11 333	3 245
8	$F_{BTE}$	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	48	49
9	$V_{BTE}$	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE (€/consumidor)	7,214	7,075
10	$E_{BTE}$	Número de consumidores médio, em BTE (milhares)	26 862	26 239
11	$PEF_{BTE}$	Custos com planos de reestruturação de efectivos	51	0
12	$\hat{c}_c / 365 \times (R_{E,BTE}^{CR} + R_{CVATD,BTE}^{CR}) \times f_c$	Reposição do custo das necessidades financeiras em BTE	1 913	1 195
	$\hat{c}_c$	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em dias)	24	17
	$R_{E,BTE}^{CR}$	Custos com a actividade de CVEE afectos a BTE	247 709	165 315
	$R_{CVATD,BTE}^{CR}$	Proveitos permitidos da CVATD afectos a BTE	92 563	140 491
	$f_c$	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras	8,55%	8,39%
13	$Z_{BTE,t-1}$	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano t	0	0
14	$\Delta R_{BTE,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano t-2 em BTE	74	94
B	$R_{BTE}^{CR} = (8) + (9) \times (10) + (11) + (12) + (13) - (14)$	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	2 132	1 335
15	$F_{BTN}$	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BT	17 897	17 272
16	$V_{BTN}$	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BT (€/consumidor)	12,571	12,357
17	$E_{BTN}$	Número de consumidores médio, em BT (milhares)	5 694 534	5 561 557
18	$PEF_{BTN}$	Custos com planos de reestruturação de efectivos	1 660	0
19	$\hat{c}_c / 365 \times (R_{E,BT}^{CR} + R_{CVATD,BT}^{CR}) \times f_c$	Reposição do custo das necessidades financeiras em BT	10 372	6 216
	$\hat{c}_c$	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em dias)	16	9
	$R_{E,BT}^{CR}$	Custos com a actividade de CVEE afectos a BT	1 735 624	1 073 519
	$R_{CVATD,BT}^{CR}$	Proveitos permitidos da CVATD afectos a BT	1 031 877	1 932 044
	$f_c$	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras	8,55%	8,39%
20	$Z_{AT,t-1}$	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano t	0	4 302
21	$\Delta R_{BTN,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano t-2 em BT	-133	247
C	$R_{BTN}^{CR} = (15) + (16) \times (17) + (18) + (19) + (20) - (21)$	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BT	101 648	96 267
D	A + B + C	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	115 114	100 847

## 8 PROVEITOS PERMITIDOS PARA 2010 NO CONTINENTE

O Quadro 8-1 sintetiza os proveitos permitidos em 2010, por actividade, no Continente.

**Quadro 8-1 - Proveitos permitidos em 2010, por actividade, no Continente**

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

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

Nota: <sup>[1]</sup> Parte afecta aos clientes do comercializador de último recurso.



## 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 2009 que corresponde a 1,5%), 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 2008 a 2010, 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.
- Número de clientes por nível de tensão.
- 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.

Reitera-se que, apesar do considerável volume de informação que disponibilizou à ERSE, a EDA deve fazer um esforço suplementar no sentido de poder ser o mais objectiva possível, nomeadamente, descrever de forma objectiva, a justificação das razões que estão na base da evolução dos custos controláveis.

A ERSE decidiu, na elaboração das tarifas para 2010, tomar as seguintes opções:

- Considerar o deflator do PIB de 1,6%.
- 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 2008 e 31 de Agosto de 2009 (4,39%), 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 2010, é de -1,0%.

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 acréscimo dos proveitos permitidos, relativamente às tarifas de 2009, em 6,2%, que advém do efeito conjugado da redução dos custos de energia 27,6%, do crescimento dos custos controláveis de exploração em 16,6%, do acréscimo dos custos não controláveis em 12,5%, do aumento da remuneração do activo em 3,7%, e do impacte do ajustamento de 2008 (17 847 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 2007 a 2010

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

EDA - Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Tarifas 2007	T2007 / T2006	2007 Real <sup>(1)</sup>	2007/2006	2007 / T2007	Tarifas 2008	T2008 / T2007	2008 Real <sup>(1)</sup>	2008/2007	2008 / T2007	Tarifas 2009	T2009 / T2008	2010 em 2009	Tarifas 2010	T2010/2010 EDA	T2010 / T2009
	(1)	[(1)-(1)]/(1)	(2)	[(2)-(2)]/(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	16 821	62,1%	18 283	78,4%	8,7%	16 887	0,4%	18 270	-0,1%	8,2%	16 750	110%	20 070	20 070	0,0%	7,0%
Combustíveis	56 118	45,0%	47 732	-12,8%	-14,9%	50 455	-10,1%	64 463	35,1%	27,8%	76 537	517%	48 081	48 124	0,1%	-37,1%
Lubrificantes	945	-13,7%	922	-10,0%	-2,5%	1258	33,0%	1051	14,0%	-16,4%	1227	-2,4%	1299	1299	0,0%	5,9%
Armónia	1181	-5,5%	29	1816%	-97,5%	1258	6,5%	536	1736,5%	-57,4%	1346	7,0%	1389	1389	0,0%	3,2%
<b>CUSTOS DE ENERGIA (A)</b>	<b>75 065</b>	<b>46,0%</b>	<b>66 965</b>	<b>1,5%</b>	<b>-10,8%</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>70 839</b>	<b>70 882</b>	<b>0,1%</b>	<b>-27,6%</b>
Material Diversos	1732	-3,8%	1785	0,8%	3,1%	1764	19%	2 715	52,1%	53,9%	1841	4,4%	2 664	2 614	-19%	42,0%
FSE	2 329	10,4%	2 359	2,0%	1,3%	2 389	2,6%	3 753	59,1%	57,1%	2 438	2,1%	4 164	4 086	-19%	67,6%
Pessoal	11285	11,1%	10 849	-3,0%	-3,9%	10 705	-5,1%	10 758	-0,8%	0,5%	10 374	-3,1%	11656	10 736	-7,9%	3,5%
Outros Custos (inclui custos com licenças de CO <sub>2</sub> )	3 394	2423,7%	226	-39,7%	-93,3%	517	-84,8%	174	-22,9%	-66,3%	192	-62,9%	15	114	-0,9%	-40,6%
<b>Total (B)</b>	<b>18 740</b>	<b>34,4%</b>	<b>15 219</b>	<b>1,5%</b>	<b>-18,8%</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>18 599</b>	<b>17 550</b>	<b>-5,6%</b>	<b>18,2%</b>
<b>PROVEITOS</b>																
Prestações Serviços	1 163	-15%	0	-100,0%	0	-100,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0%	0,0%
Outros (inclui proveitos com licenças de CO <sub>2</sub> atribuída a título gratuito)	3 665	4918%	147	39,3%	-96,0%	395	-89,2%	959	551,7%	143,0%	164	-58,5%	431	428	-0,9%	1612%
<b>Total (C)</b>	<b>4 829</b>	<b>168,2%</b>	<b>147</b>	<b>39,3%</b>	<b>-97,0%</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>431</b>	<b>428</b>	<b>-0,9%</b>	<b>161,2%</b>
<b>CUSTOS CONTROLÁVEIS DE EXPLORAÇÃO (D) = (B) - (C)</b>	<b>13 911</b>	<b>14,6%</b>	<b>15 072</b>	<b>1,3%</b>	<b>8,3%</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>18 167</b>	<b>17 122</b>	<b>-5,8%</b>	<b>16,6%</b>
Provisões líquidas das utilizações do exercício	0		32	-65,4%		0		-40	-223,6%		0		0	0	0,0%	
Amortizações do exercício deduzidas das amortizações do imobilizado participada	11009	6,4%	8 849	6,7%	-19,6%	9 798	-11,0%	8 960	13%	-8,6%	10 687	9,1%	12 070	12 020	-0,4%	12,5%
<b>CUSTOS NÃO CONTROLÁVEIS (E)</b>	<b>11 009</b>	<b>6,4%</b>	<b>8 881</b>	<b>7,8%</b>	<b>-19,3%</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>12 070</b>	<b>12 020</b>	<b>-0,4%</b>	<b>12,5%</b>
<b>TOTAL DE CUSTOS (F) = (A) + (D) + (E)</b>	<b>99 986</b>	<b>35,3%</b>	<b>90 918</b>	<b>2,0%</b>	<b>-9,1%</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>101 076</b>	<b>100 024</b>	<b>-1,0%</b>	<b>-18,8%</b>
<b>AJUSTAMENTO t-2 (G)</b>	<b>-8 522</b>		<b>-8 522</b>			<b>-18 561</b>		<b>-18 561</b>			<b>12 600</b>		<b>-20 757</b>	<b>-17 847</b>		
<b>REMUNERAÇÃO DO ACTIVO</b>																
Valor (H)	10 540	10%	10 224	4,2%	-3,0%	11 354	7,7%	9 812	-4,0%	-13,6%	12 595	10,9%	13 399	13 067	-2,5%	3,7%
Taxa de remuneração <sup>(2)</sup>	7,0%		7,0%			7,0%		6,8%			7,6%		7,6%	7,4%		
<b>VENDAS DE ENERGIA ELÉCTRICA / PROVEITOS PERMITIDOS (I)</b>	<b>119 048</b>	<b>42,9%</b>	<b>109 664</b>	<b>12,0%</b>	<b>-7,9%</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>135 232</b>	<b>131 017</b>	<b>-3,1%</b>	<b>6,2%</b>
Facturação ao cliente final	63 911		60 786			68 960		66 854			75 187		73 864	75 487		
Compensação tarifária	0		58 945			55 592		55 592			48 142		44 844	55 451		
Desvio a recuperar em t+2	55 138		-11332			0		16 593			0		16 524	79		
Aditividade Tarifária	0		1265			0		-985			0		0	0		
<b>Activos a remunerar (valor médio)</b>	<b>150 571</b>	<b>1,0%</b>	<b>145 927</b>	<b>1,6%</b>	<b>-3,1%</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>177 470</b>	<b>176 823</b>	<b>-0,4%</b>	<b>6,0%</b>
Imobilizado incorpóreo líquido de amortizações (+)	0		6			0		0			-29		4 997	2 468		
Imobilizado corpóreo líquido de amortizações (+)	175 909		176 956			189 126		188 194			194 158		202 871	202 308		
Imobilizado Comparticipado Líquido (-)	25 338		31035			26 211		29 006			27 338		30 398	27 953		

Notas:

<sup>(1)</sup> Custos reais aceites pela ERSE.

<sup>(2)</sup> Nas colunas "Tarifas XXX" a taxa de remuneração é um dado, nas restantes colunas é uma taxa de remuneração implícita, em que a remuneração do activo resulta da seguinte fórmula: vendas de energia eléctrica - total de custos + ajustamento t-2.

## CUSTOS DE ENERGIA

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 2010 é inferior em cerca de 33% face ao previsto nas tarifas de 2009, sendo superior ao estimado para 2009 em cerca de 9%.

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

Unidade <sup>(*)</sup>	2008 real	2008 considerado para ajustamento	Tarifas de 2009	2009 em 2009 (EDA)	Evolução anual %	2010 em 2009 (EDA)	Tarifas de 2010	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	117,4	112,4	123,1	75,5	-36%	82,6	82,6	-33%	9%

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

Fonte: EDA; ERSE

Quanto ao custo unitário da energia eléctrica adquirida aos produtores do sistema eléctrico independente (SIA), prevê-se que este cresça em 2010, face ao verificado em 2008 e ao estimado para 2009, em 3% e 2%, respectivamente, como mostra o Quadro 9-3. Estes são custos totais, incorporando, para além dos custos variáveis, os custos referentes à amortização e à remuneração do investimento.

**Quadro 9-3 - Custo unitário da energia eléctrica adquirida aos produtores do sistema independente**

Unidade	2008 real	2008 aceite ERSE	Tarifas de 2009	2009 em 2009 (EDA)	Evolução anual %	2010 em 2009 (EDA)	Tarifas de 2010	Evolução anual %	Evolução anual %	
	(1)		(2)	(3)	[(3)-(1)]/(1)	(4)	(5)	[(5)-(2)]/(2)	[(5)-(3)]/(3)	
Custo unitário SIA	EUR/MWh	84,0	84,0	86,5	86,7	3%	88,8	88,8	3%	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, como sucedeu em 2008, a energia eléctrica adquirida ao SIA torna-se competitiva. Nesse período, o custo variável unitário das centrais da EDA aceite no ajustamento, situou-se nos 112,4 EUR/MWh, enquanto que o custo unitário da energia eléctrica adquirido ao SIA, atingiu os 84,0 EUR/MWh. Para as tarifas de 2010, a situação inverte-se

sendo o custo das centrais térmicas de 82,6 EUR/MWh e o custo da energia adquirida ao SIA de 88,8 EUR/MWh.

### CUSTOS DOS COMBUSTÍVEIS

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

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

**Quadro 9-4 - Custo unitário do gasóleo**

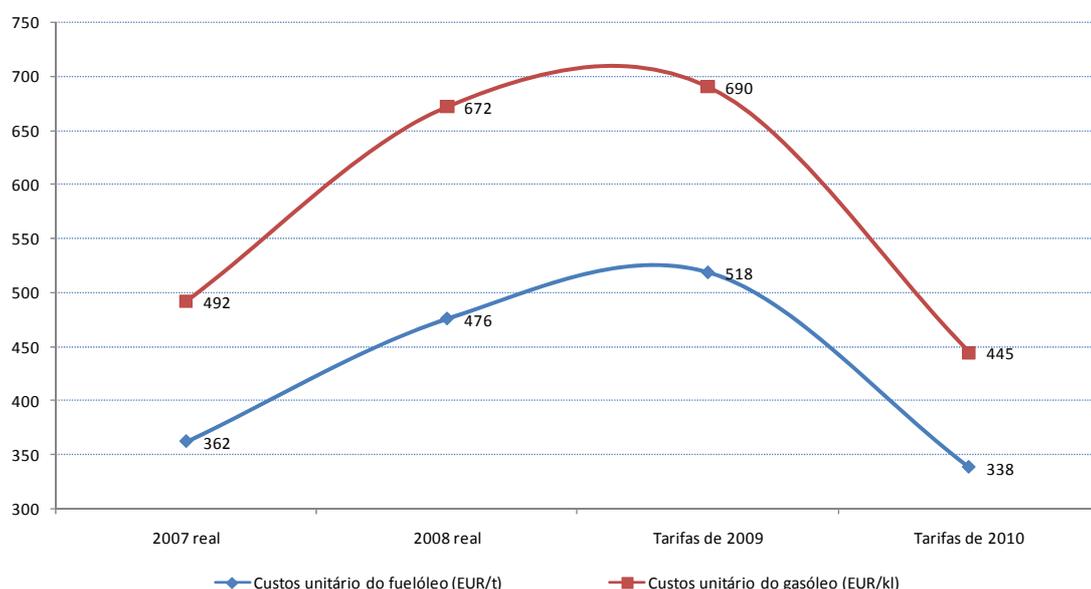
Unidade	2008 real	2008 aceite ERSE	Tarifas de 2009	2009 em 2009 (EDA)	Evolução anual %	2010 em 2009 (EDA)	Tarifas de 2010	Evolução anual %	Evolução anual %	
	(1)		(2)	(3)	[(3)-(1)]/(1)		(4)	[(4)-(2)]/(2)	[(4)-(3)]/(3)	
Custos unitário do fuelóleo	EUR/t	476	450	518	305	-36%	338	338	-35%	11%
Custos unitário do gasóleo	EUR/kl	672	672	690	393	-42%	445	445	-36%	13%

Fonte: EDA, ERSE

Observa-se que no ano de 2008, os custos unitários com combustíveis atingiram valores elevados, situando-se nos 450 EUR/t e 672 EUR/kl, respectivamente para o fuelóleo e para o gasóleo. As previsões implícitas nas tarifas de 2009 foram ainda superiores aos valores ocorridos em 2008. No entanto, as últimas estimativas da EDA para o ano de 2009, revelam valores substancialmente inferiores, aos considerados para tarifas. Para as tarifas de 2010, foram aceites as estimativas apresentadas pela EDA. Estas são inferiores aos valores de tarifas de 2009 em cerca e 35% e superiores à estimativa da EDA para 2009 em 11%, no caso do gasóleo e em 13% no fuelóleo.

A Figura 9-1, permite visualizar para o período 2008 a 2010, as variações referidas anteriormente ao nível dos custos unitários com combustíveis consumidos pela EDA para produção de energia eléctrica.

**Figura 9-1 – Custos unitários dos combustíveis para produção de energia eléctrica ocorrido e previstos**



#### CUSTO DA ENERGIA ELÉCTRICA ADQUIRIDA

Apresenta-se no Quadro 9-5 o custo da produção de energia eléctrica adquirida desagregado por tipo de tecnologia, ocorrido em 2008, e compara-se com os valores estimados pela EDA para 2009 e previstos para 2010.

O aumento previsto pela empresa para 2010, na ordem dos 5,1%, deve-se aos aumentos previstos de 2,4% ao nível dos custos unitários e de 2,6% ao nível das quantidades de energia adquirida.

**Quadro 9-5 - Custos da produção de energia eléctrica adquirida**

	2008			2009			2010		
	Energia	Custo unitário	Custos Total	Energia	Custo unitário	Custos Total	Energia	Custo unitário	Custos Total
	(kWh)	(€/MWh)	(EUR)	(kWh)	(€/MWh)	(EUR)	(kWh)	(€/MWh)	(EUR)
Hídrica	25 290	84,03	2 125 023	23 670	86,70	2 052 189	23 310	88,80	2 069 928
Geotermia	170 280	84,00	14 303 538	170 155	86,70	14 752 439	176 952	88,80	15 713 338
Eólica	21 900	83,99	1 839 477	26 300	86,70	2 280 210	25 650	88,80	2 277 720
Térmica	72	23,94	1 723	74	90,80	6 685	75	88,80	6 685
Biogás	30	23,94	718	31	90,80	2 786	31	88,80	2 786
Total Energia Adquirida	217 572	83,97	18 270 480	220 229	86,70	19 094 309	226 019	88,80	20 070 457
Variação anual	-3,1%	3,2%	-0,1%	1,2%	3,2%	4,5%	2,6%	2,4%	5,1%

Fonte: EDA

---

## CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

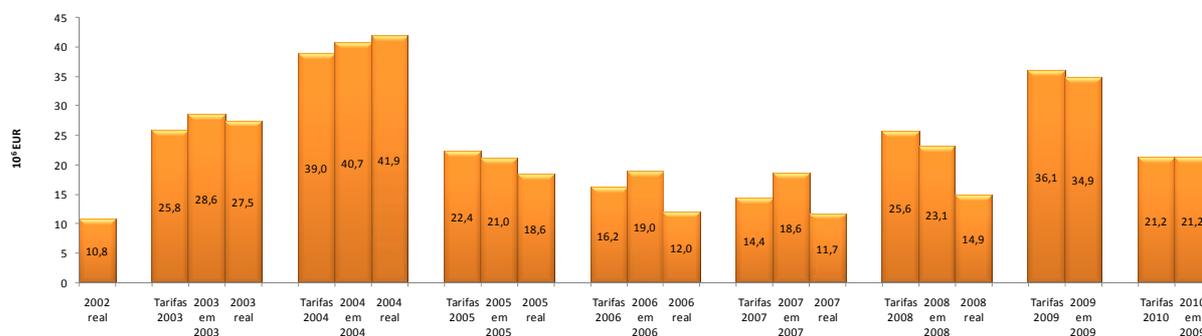
Relativamente aos custos de exploração apresentados pela EDA para o ano 2010, a ERSE tomou as seguintes decisões:

- 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 2010 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 2008 considerados para efeitos de ajustamento, actualizados com as taxas de inflação de 2009 e 2010.
- 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 2010 foram determinados, tendo em conta a remuneração por efectivo de 2007, acrescida de 1,5 p.p. acima da inflação, valor que corresponde ao crescimento normal da massa salarial. É aceite o valor mínimo entre os custos determinados desta forma e os custos apresentados pela EDA.

## INVESTIMENTO

A Figura 9-2 apresenta os investimentos a custos técnicos realizados pela EDA, na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, entre 2002 e 2008, as previsões desde 2002 e os valores aceites pela ERSE para cálculo das tarifas de 2010.

**Figura 9-2 - Investimento a custos técnicos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema**



Fonte: EDA

Conforme se pode observar, o grau de realização do investimento em 2008 ficou abaixo das previsões da empresa enviadas para as tarifas de 2008 em cerca de 41,8% devido ao deslizamento de obras que se prevêem realizar em 2009, embora a EDA em 2008 estimasse para o próprio ano um grau de realização sensivelmente idêntico ao considerado nas tarifas do próprio ano. A EDA estima para 2009 um grau de realização do investimento de 96,7%, relativamente à previsão de investimento enviada para cálculo das tarifas de 2009.

O investimento previsto para 2010 ascende a 21,2 milhões de euros, correspondendo a um decréscimo relativamente à estimativa para 2009, de cerca de 39,2%.

Para 2010 os investimentos mais significativos são:

- Ampliação da central térmica do Aeroporto, em Santa Maria, com a instalação do grupo IX, num investimento para o ano de 3,4 milhões de euros.
- Instalação de sistemas de desnitrificação nos grupos IX e X da central térmica do Belo Jardim, na Terceira, num investimento previsto para 2010 de cerca de 2,4 milhões de euros.
- 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 2,3 milhões de euros.
- Ampliação da central térmica do Pico, com a instalação do grupo VII, num investimento de 5,8 milhões de euros, para 2010.
- Ampliação da central térmica de Santa Bárbara, no Faial, com a instalação do grupo VIII, num investimento anual de 2,4 milhões de euros.
- Construção da nova central térmica das Flores com um investimento em 2010 de cerca de 3,1 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 2008 e 31 de Agosto de 2009 (4,39%) acrescida de 300 pontos base.

Relativamente aos valores previstos pela EDA, a remuneração dos activos foi inferior em cerca de 332 milhares de euros, resultantes da alteração da taxa de inflação utilizada pela empresa nas suas estimativas, com implicação nos investimentos do ano, bem como da utilização da taxa de remuneração de 7,39% contra a taxa de 7,55% 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 9-6.

**Quadro 9-6 - 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 2009	Tarifas 2010	Variação (%)
		(1)	(2)	[(2) - (1)]/(1)
$\tilde{C}_{SL}^{AGS}$	Custos permitidos com a aquisição de energia eléctrica aos produtores não vinculados da RAA	18 750	20 070	7,0%
$\tilde{Am}_t^{AGS}$	Amortizações do activo fixo, líquidas das amortizações dos activos participados	10 687	12 020	12,5%
$\tilde{Ac}_t^{AGS}$	Valor médio do activo fixo líquido de amortizações e participações	166 820	176 822	6,0%
$\tilde{r}_t^{AGS}$	Taxa de remuneração permitida para o valor do activo fixo (%)	7,55	7,39	-2,1%
$\tilde{C}_t^{AGS}$	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	37 273	33 216	-10,9%
$\tilde{F}_t^{AGS}$	Custos com o fuel aceites pela ERSE	65 925	41 948	-36,4%
$\tilde{R}_t^{AGS}$	Outros proveitos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	9 407	7 230	-23,1%
$\tilde{Amb}_t^{AGS}$	Custos com a promoção do desempenho ambiental	105	79	-25,2%
$\Delta R_{t-2}^{AGS}$	Ajustamento no ano $t$ dos proveitos de AGS relativos ao ano $t-2$	12 600	-17 847	-241,6%
$\tilde{R}_t^{AGS}$	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema</b>	<b>123 328</b>	<b>131 017</b>	<b>6,2%</b>
	Emissão para a rede (MWh)	859 435	841 030	-2,1%
	<b>Proveitos permitidos por unidade emitida para a rede (exclui o ajustamento de <math>t-2</math>) (€/MWh)</b>	<b>158,16</b>	<b>134,56</b>	<b>-14,9%</b>

Da análise do quadro verifica-se um acréscimo dos proveitos permitidos na ordem dos 6,2%. Não considerando os ajustamentos de  $t-2$ , a variação traduz-se numa redução de proveitos em 16,7%.

Realçam-se as reduções ocorridas ao nível dos custos de exploração aceites, em 10,9%, bem como dos custos com o fuel em 36,4%.



## 9.2 ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

A actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é regulada desde 2009, através de *price cap* com uma evolução que evolui 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 2010, as componentes variáveis unitárias dos proveitos foram estabelecidas em 19,77 EUR/MWh para a AT/MT e em 43,03 EUR/MWh para a BT. Aos valores 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 2008 e 31 de Agosto de 2009 acrescida de 400 pontos. Tendo em conta que a referida remuneração situou-se nesse período nos 4,39%, inferior em 16 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 2010, à correcção do referido diferencial. O impacte nos proveitos permitidos para 2010 desta alteração situa-se nos -288 milhares de euros (-152 milhares de euros na AT/MT e -135 milhares de euros na BT).

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

No Quadro 9-7 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 9-7 - 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 2009	Tarifas 2010	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)]/(1)
$P_{jt}^A$	Componente variável unitária dos proveitos, em Euros por kWh	0,019494	0,019771	1,4%
$\bar{E}_{jt}^A$	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição (MWh)	840 154	822 105	-2,1%
$\bar{A}mb_{jt}^A$	Custos com a promoção do desempenho ambiental	44	95	116,4%
$Z_{jt-1}^A$	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 2009, + 1 pp	0,0%	1,295%	
$\hat{\sigma}_{t-1}$	Spread no ano $t-1$ , em pontos percentuais	0,0%	1,0%	
	Impacte no custo com capital da alteração da rentabilidade média das OT a 10 anos		-152	
$\Delta R_{jt-2}^A$	Ajustamento no ano $t$ dos proveitos de DEE relativos ao ano $t-2$	1 239	666	-46,3%
<b><math>\bar{R}_t^A</math></b>	<b>Proveitos Permitidos em AT/MT</b>	<b>15 183</b>	<b>15 531</b>	<b>2,3%</b>
$P_{jt}^A$	Componente variável unitária dos proveitos, em Euros por kWh	0,044573	0,043026	-3,5%
$\bar{E}_{jt}^A$	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição (MWh)	493 773	493 306	-0,1%
$\bar{A}mb_{jt}^A$	Custos com a promoção do desempenho ambiental	26	65	148,8%
$Z_{jt-1}^A$	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 2009, + 1 pp	0,0%	1,295%	
$\hat{\sigma}_{t-1}$	Spread no ano $t-1$ , em pontos percentuais	0,0%	1,0%	
	Impacte no custo com capital da alteração da rentabilidade média das OT a 10 anos		-135	
$\Delta R_{jt-2}^A$	Ajustamento no ano $t$ dos proveitos de DEE relativos ao ano $t-2$	1 443	1 530	6,0%
<b><math>\bar{R}_t^A</math></b>	<b>Proveitos Permitidos em BT</b>	<b>20 592</b>	<b>19 625</b>	<b>-4,7%</b>
	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica</b>	<b>35 774</b>	<b>35 155</b>	<b>-1,7%</b>
	<b>Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de <math>t-2</math>) (€/MWh)</b>	<b>48,26</b>	<b>47,55</b>	<b>-1,5%</b>

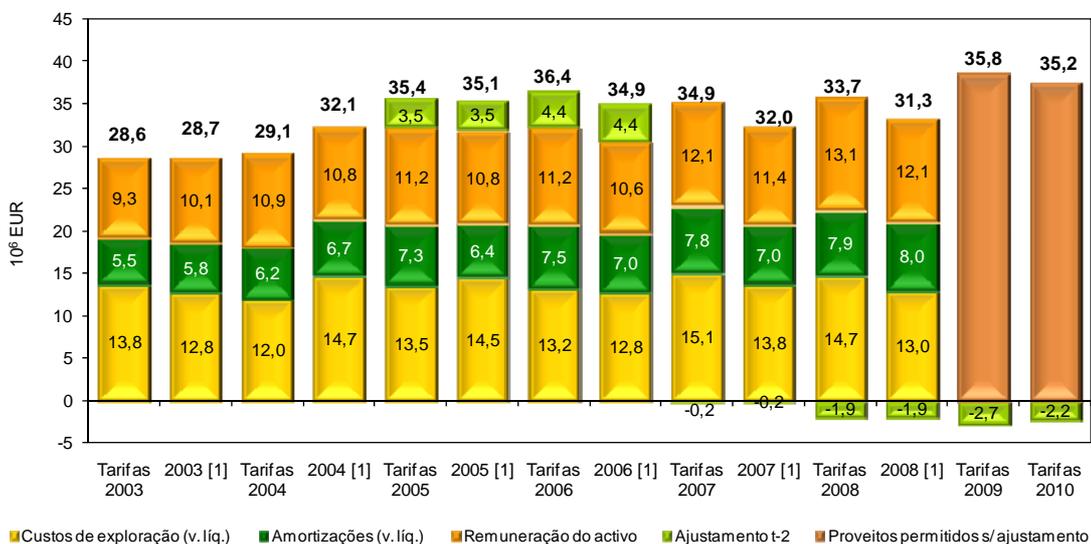
No cálculo da energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição em 2010 (822,1 GWh), está implícita uma taxa de perdas em MT de 2,3%.

A Figura 9-4 evidencia a decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EDA entre 2003 e 2010. Para 2009 e 2010 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 2010, apresentam um decréscimo de 1,7% relativamente às tarifas de 2009. Excluindo os ajustamentos, verifica-se um decréscimo de proveitos permitidos na ordem dos 2,9%.

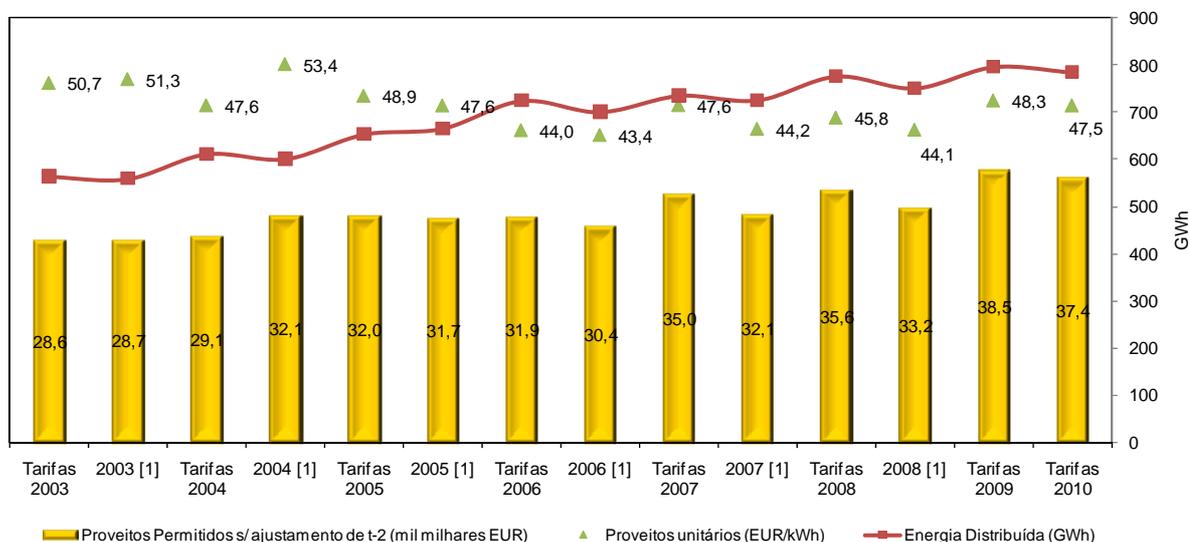
**Figura 9-4 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EDA**



Nota: <sup>[1]</sup> Os valores de 2003 a 2008 dizem respeito aos custos reais aceites pela ERSE.

A Figura 9-5 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.

**Figura 9-5 - 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 2008 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 2010, as componentes variáveis unitárias dos proveitos foram estabelecidas em 471,921 EUR/cliente para a MT e em 36,196 EUR/cliente para a BT.

Na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, pelos motivos referidos no ponto 9.2, procedeu-se, no cálculo dos proveitos permitidos para 2010, à correcção do diferencial existente entre a rentabilidade média das OT a 10 anos, ocorrida entre 1 de Setembro de 2008 e 31 de Agosto de 2009 (4,39%), e a taxa implícita no cálculo dos parâmetros para 2010 (4,55%). O impacte nos proveitos permitidos para 2010 desta alteração situa-se nos -9 milhares de euros (-1 milhares de euros na MT e -8 milhares de 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 9-8 são apresentados os valores considerados para o cálculo.

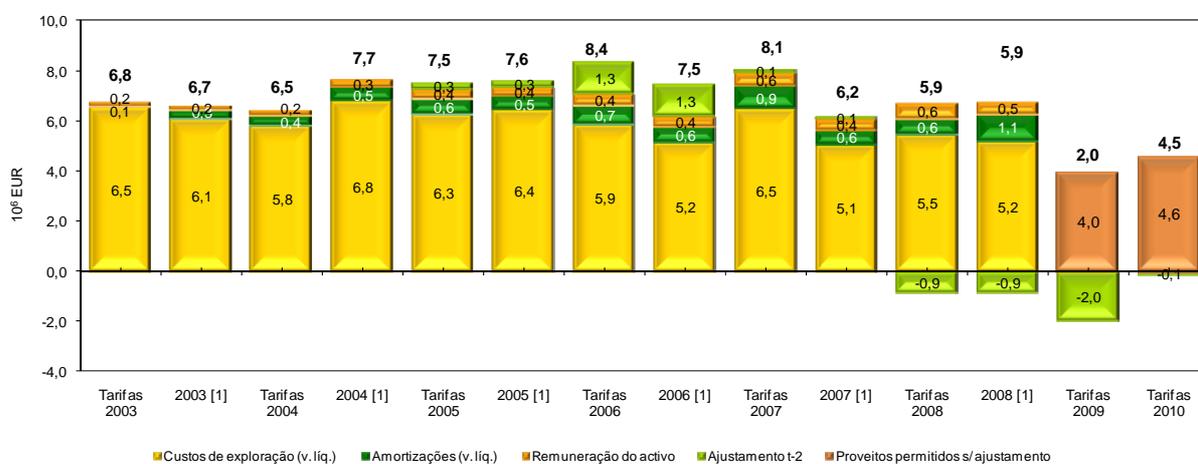
**Quadro 9-8 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EDA**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
		Tarifas 2009	Tarifas 2010	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)]/(1)
$P_{j,t}^{AC}$	Componente variável unitária dos proveitos, em Euros por cliente	474,722	471,921	-0,6%
$NC_{j,t}^{AC}$	Número médio de clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA	641	660	3,0%
$Z_{j,t-1}^{AD}$	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 2009, + 1 pp	0,0%	1,295%	
$\delta_{t-1}$	Spread no ano t-1, em pontos percentuais	0,0%	1,0%	
	Contadores 2008 - Valor a devolver à tarifa	-67		-100,0%
	Impacte no custo com capital da alteração da rentabilidade média das OT a 10 anos		-1	
$\Delta R_{j,t-2}^{AC}$	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-1 156	-55	-95,3%
$\tilde{R}_t^{AC}$	<b>Proveitos Permitidos em MT</b>	<b>1 393</b>	<b>365</b>	<b>-73,8%</b>
$P_{j,t}^{AC}$	Componente variável unitária dos proveitos, em Euros por cliente	36,547	36,196	-1,0%
$NC_{j,t}^{AC}$	Número médio de clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA	118 234	118 287	0,0%
$Z_{j,t-1}^{AD}$	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 2009, + 1 pp	0,0%	1,295%	
$\delta_{t-1}$	Spread no ano t-1, em pontos percentuais	0,0%	1,0%	
	Contadores 2008 - Valor a devolver à tarifa	-570		-100,0%
	Impacte no custo com capital da alteração da rentabilidade média das OT a 10 anos		-8	
$\Delta R_{j,t-2}^{AC}$	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	3 128	185	-94,1%
$\tilde{R}_t^{AC}$	<b>Proveitos Permitidos em BT</b>	<b>623</b>	<b>4 089</b>	<b>556,3%</b>
	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica</b>	<b>2 016</b>	<b>4 454</b>	<b>120,9%</b>
	<b>Proveitos permitidos por cliente (exclui o ajustamento de t-2) (€/Cliente)</b>	<b>33,55</b>	<b>38,54</b>	<b>14,9%</b>

Os proveitos permitidos pela ERSE, para as tarifas de 2010, verificam um acréscimo na ordem dos 120,9% relativamente ao valor de tarifas de 2009. Excluindo os ajustamentos, o acréscimo de proveitos permitidos é de cerca de 14,9%. Refira-se que o valor dos proveitos permitidos de 2009 encontra-se influenciado pelo valor a devolver pela empresa relativo à rectificação de 2008, resultante da aplicação da Lei n.º 12/2008 (637 milhares de euros). Excluindo o efeito conjugado, dos ajustamentos e da aplicação da Lei n.º 12/2008, o valor dos proveitos permitidos apresenta um decréscimo de 0,9%, entre 2009 e 2010.

A Figura 9-6 demonstra a decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EDA entre 2003 e 2010. Para 2009 e 2010, 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.

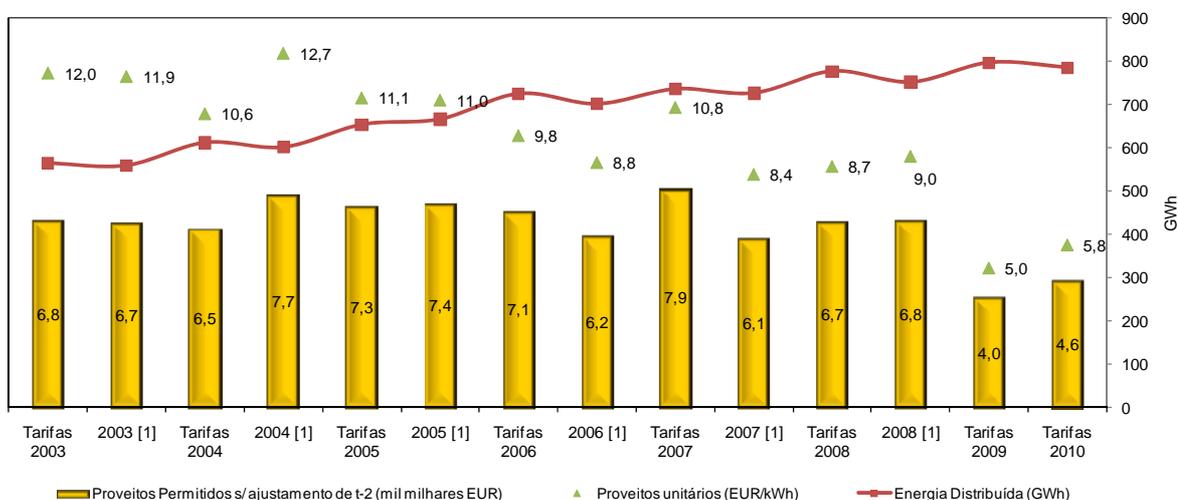
**Figura 9-6 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EDA**



Nota: <sup>[1]</sup> Os valores de 2003 a 2008 dizem respeito aos custos reais aceites pela ERSE.

A Figura 9-7 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 e de 2008, os proveitos unitários aceites nos ajustamentos foram sempre inferiores aos valores das tarifas de cada um dos anos.

**Figura 9-7 - Proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EDA, evolução da energia vendida e proveitos unitários**



Nota: <sup>[1]</sup> Os valores de 2003 a 2008 dizem respeito aos custos reais aceites pela ERSE.

#### 9.4 PROVEITOS PERMITIDOS À EDA PARA 2010

No Quadro 9-9 encontram-se sintetizados os proveitos permitidos para 2010 para cada uma das actividades reguladas da concessionária do transporte e distribuição na RAA.

**Quadro 9-9 - Proveitos permitidos à EDA para 2010**

	Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
	Tarifas 2009	Tarifas 2010	T2010 /T2009
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	123 328	131 017	6,2%
Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	35 774	35 155	-1,7%
Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	2 016	4 454	120,9%
<b>Proveitos permitidos da EDA</b>	<b>161 119</b>	<b>170 626</b>	<b>5,9%</b>

Verifica-se um acréscimo dos proveitos permitidos na ordem dos 5,9% (9,5 milhões de euros) que resulta do efeito conjugado dos acréscimos de proveitos permitidos nas actividades de Aquisição de Energia Eléctrica e de Comercialização de Energia Eléctrica num total de 10,1 milhões de euros e do decréscimo ocorrido na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em 0,6 milhões de euros.

Não considerando os ajustamentos de 2008, observa-se um decréscimo dos proveitos em 13,0% com especial incidência na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema que regista um decréscimo de 22,8 milhões de euros, sobretudo por via dos custos com combustíveis.

O decréscimo dos proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica (-2,9%) resulta essencialmente da redução da energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição, da redução da componente variável unitária dos proveitos ao nível da BT e do impacte no custo com capital da alteração da rendibilidade média das OT a 10 anos.

O acréscimo ao nível dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica (14,9%) é explicado, em grande parte, pelo facto dos proveitos de 2009 estarem influenciados pelo impacte da Lei n.º 12/2008, referente ao acerto de contadores de 2008.

**Quadro 9-10 - Proveitos permitidos à EDA, para 2010, excluindo ajustamentos**

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

	Tarifas 2009	Tarifas 2010	T2010 /T2009
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	135 929	113 170	-16,7%
Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	38 457	37 351	-2,9%
Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	3 988	4 584	14,9%
<b>Proveitos permitidos da EDA (exclui ajustamento t-2)</b>	<b>178 374</b>	<b>155 105</b>	<b>-13,0%</b>

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

No Quadro 9-11 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

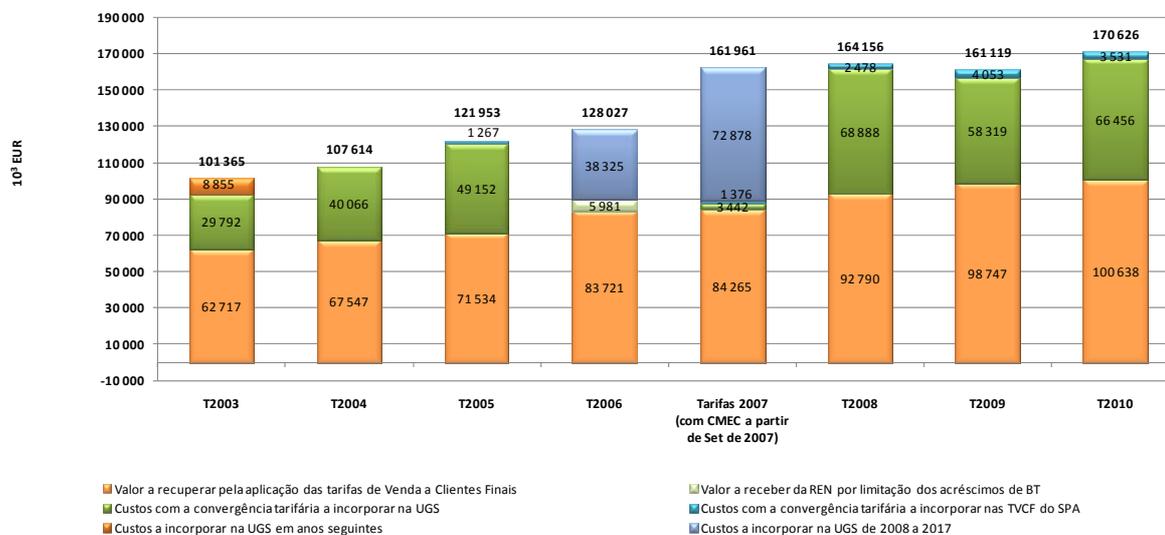
Quadro 9-11 - Custo com a convergência tarifária da RAA

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

		Tarifas 2009	Tarifas 2010
$\tilde{S}_t^{A,AGS}$	Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na RAA	48 142	55 529
$\tilde{R}_y^{A,AGS}$	Proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	123 328	131 017
$\tilde{R}_{AGS,t}^A$	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	71 841	72 537
$\tilde{S}RAA_t^{A,AGS}$	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	3 346	2 951
$\tilde{S}_{j,t}^{A,D}$	Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica na RAA	10 596	8 949
$\tilde{R}_{j,t}^{A,D}$	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	35 774	35 155
$\tilde{R}_{D,j,t}^A$	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	24 442	25 731
$\tilde{S}RAA_{j,t}^{A,D}$	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	736	476
$\tilde{S}_{j,t}^{A,C}$	Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica na RAA	-419	1 978
$\tilde{R}_{j,t}^{A,C}$	Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	2 016	4 454
$\tilde{R}_{C,j,t}^A$	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	2 464	2 371
$\tilde{S}RAA_{j,t}^{A,C}$	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	-29	105
	<b>Custo com a convergência tarifária</b>	<b>58 319</b>	<b>66 456</b>
$\tilde{R}AA_{2012}$	<b>Custo da Convergência Tarifária a incorporar na UGS</b>	<b>58 319</b>	<b>66 456</b>

A Figura 9-8 apresenta a decomposição dos proveitos permitidos da EDA de 2003 a 2010.

Figura 9-8 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EDA de 2003 a 2010



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 12 647 milhares de euros, a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema em 2010 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 2010. 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 2010 e, à semelhança do procedimento efectuado nas tarifas para 2009, não se reconhecem os custos com a utilização do domínio público municipal pelas infra-estruturas da EEM.

## **10.1 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.

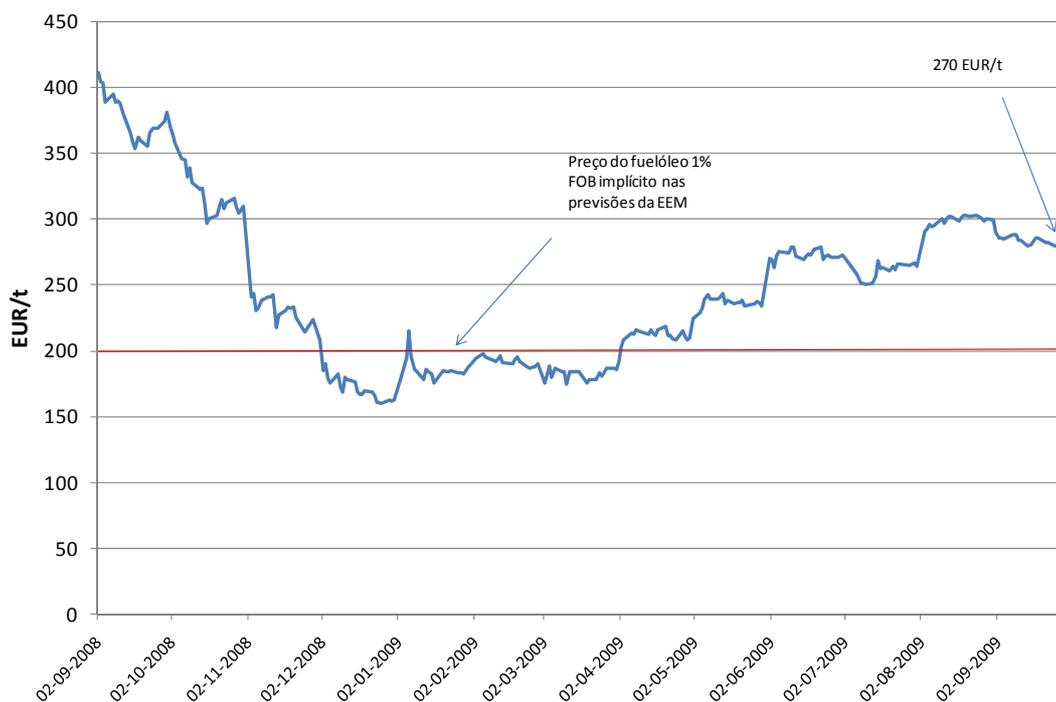
Ao longo dos diversos processos de cálculo dos proveitos permitidos, a EEM tem vindo a demonstrar uma melhoria importante no envio de informação adicional e das respectivas justificações. A ERSE realça que esta informação adicional e as justificações dos valores constantes nas normas devem acompanhar 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**

Para 2010, as previsões da EEM para o preço do fuelóleo têm implícitas um preço FOB de cerca de 200 EUR/t. Este valor está significativamente abaixo das últimas cotações de futuros, observáveis na figura que se segue (Figura 10-1).

Figura 10-1 – Evolução da cotação dos futuros do fuelóleo de baixo teor de enxofre para 2010



Fonte: Reuters

O quadro seguinte (Quadro 10-1) descreve a metodologia de construção do preço do fuelóleo para a RAM a aplicar no cálculo dos proveitos permitidos para 2010, tendo por base um preço FOB do fuelóleo de aproximadamente 271 EUR/t.

Quadro 10-1 – Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo de tarifas para 2010

	Unidade: Eur/t				
	Fuelóleo ilha Madeira Previsões 2010 EEM	Fuelóleo ilha Madeira Previsões 2010 Deduzido estimativa frete, custos logísticos e margem (53 €/t)	Preço médio Cargoes NWE Futuros	Fuelóleo ilha Madeira Previsões 2010 ERSE	% [(4)- (1)]/(1)
	(1)	(2)=(1)-53	(3)	(4)=(1)+(3)-(2)	(1)/(1)
<b>Fuel 380 (Cargoes NWE 1%)</b>	253,33	200,33	271,13	324,13	27,9%

O Quadro 10-2 apresenta os novos custos com combustíveis resultantes das alterações referidas anteriormente.

**Quadro 10-2 – Novos preços e custos com fuelóleo**

	Custo médio unitário (CIF)	Quantidades consumidas t/kl	Custo total anual Eur	Quant It	Quant Kg
<b>Madeira</b>					
Fuelóleo Eur/t	324,13	122 153	39 593 100	123 887 729 lt	122 153 301 Kg
Gasóleo Eur/kl	515,48	1 982	1 021 587	1 981 836 lt	
Óleo Eur/kl	953,52	972	927 120	972 316 lt	
			41 541 807		
<b>Porto Santo</b>					
Fuelóleo Eur/t	334,09	8 787	2 935 690	8 911 829 lt	8 787 063 Kg
Gasóleo Eur/kl	511,73	513	262 707	513 375 lt	
Óleo Eur/kl	1 610,52	57	92 240	57 273 lt	
			3 290 637		
<b>Região Autónoma</b>					
Fuelóleo Eur/t	324,80	130 940	42 528 790	132 799 558 lt	130 940 364 Kg
Gasóleo Eur/kl	514,70	2 495	1 284 295	2 495 211 lt	
Óleo Eur/kl	990,06	1 030	1 019 360	1 029 589 lt	
			44 832 444		

No que diz respeito aos custos de produção, o Quadro 10-3 mostra a evolução real dos encargos variáveis das centras térmicas da EEM entre 2006 e 2008 e as estimativas para 2009 e a previsão para 2010.

Nesse período, os custos variáveis unitários situam-se entre 60,1 €/MWh, estimado para 2009, e 96,6 €/MWh, verificado em 2008.

**Quadro 10-3 - Evolução do custo unitário variável da energia eléctrica emitida pelas centrais  
térmicas da EEM**

	2006 real						2007 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			
Encargos variáveis das centrais térmicas da EEM	522 615	33 135	555 750	40 251	72,4	15,6%	522 615	34 621	557 434	43 725	78,4	8,3%
	2008 real						2009 em 2009					
	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			
Encargos variáveis das centrais térmicas da EEM	599 428	36 168	635 718	61 421	96,6	23,2%	543 793	36 674	580 664	34 898	60,1	-37,8%
	Tarifas de 2010											
	MWh			10 <sup>3</sup> EUR	€/MWh	Variação anual do custo unitário						
	Madeira	Porto Santo	EEM									
Encargos variáveis das centrais térmicas da EEM	541 758	35 444	577 375	44 832	77,6	29,2%						

Nota:

(\*) - Energia eléctrica emitida para a rede. A energia emitida pelas centrais térmicas é estimada com base na repartição dos consumos próprios totais pelas centrais.

Fonte: EEM, ERSE

O Quadro 10-4 apresenta a evolução verificada e prevista do custo com a energia eléctrica adquirida pela EEM, por tipo de tecnologia, entre 2006 e 2010. Entre 2006 e 2008, o total de aquisições ao SPM de origem fóssil (fuelóleo) é a que apresenta uma maior variação no seu custo unitário. Em 2009 deu-se a entrada de dois novos parques eólicos, cujo preço unitário, estabelecido por Decreto-Lei, é inferior ao em vigor para os restantes parques já existentes, conduzindo deste modo, a uma evolução decrescente do seu preço unitário em 2009. O custo unitário das aquisições ao SIM através de outra fonte de energia apresenta variações de 7% e 34,7%, em 2009 e 2010, respectivamente, justificado pela entrada em exploração de dois parques fotovoltaicos (um situado na Ilha da Madeira, outro na Ilha de Porto Santo), cujo tarifário é superior ao das restantes aquisições através das restantes fontes de energia.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SECTOR ELÉCTRICO EM 2010

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

**Quadro 10-4 - Evolução do custo unitário da energia eléctrica adquirida pela EEM por tecnologia**

	2006 real						2007 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>	522 615	33 135	555 750	40 251	72,4	15,6%	569 018	21 601	590 619	43 725	74,0	2,2%
<b>Total de aquisições SPM e SIM</b>	251 313	1 041	252 354	23 628	93,6	8,1%	255 215	1 189	256 404	24 655	96,2	2,7%
<b>Total de aquisições ao SPM</b>	192 351	0	192 351	18 682	97,1	10,0%	201 485	0	201 485	20 064	99,6	2,5%
Fuel	192 351		192 351	18 682	97,1	10,0%	201 485		201 485	20 064	99,6	2,5%
Gasóleo												
<b>Total de aquisições ao SIM</b>	58 962	1 041	60 003	4 947	82,4	2,1%	53 730	1 189	54 919	4 591	83,6	1,4%
Hídrica	4 185		4 185	398	95,0	4,6%	3 552		3 552	346	97,3	2,5%
Eólica	15 444	1 041	16 485	1 566	95,0	1,3%	12 072	1 189	13 261	1 295	97,7	2,8%
Geotérmica							0		0	0		
Outros	39 333		39 333	2 983	75,8	3,5%	38 106		38 106	2 950	77,4	2,1%
<b>Variação anual</b>	2,1%	-6,6%	2,1%	10,4%	8,1%		1,6%	14,2%	1,6%	4,3%	2,7%	

	2008 real						2009 em 2009					
	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>	599 428	36 168	635 597	61 421	96,6	30,5%	543 793	36 674	636 703	44 832	70,4	-27,1%
<b>Total de aquisições SPM e SIM</b>	247 213	1 294	248 507	28 678	115,4	20,0%	277 240	1 100	278 340	24 413	87,7	-24,0%
<b>Total de aquisições ao SPM</b>	192 809	0	192 809	23 879	123,8	24,4%	196 000	0	196 000	16 992	86,7	-30,0%
Fuel	192 809		192 809	23 879	123,8	24,4%	196 000		196 000	16 992	86,7	-30,0%
Gasóleo												
<b>Total de aquisições ao SIM</b>	54 405	1 294	55 698	4 799	86,2	3,1%	81 240	1 100	82 340	7 421	90,1	4,6%
Hídrica	4 100	0	4 100	412	100,6	3,4%	4 000	0	4 000	412	103,0	2,4%
Eólica	13 087	1 294	14 381	1 439	100,1	2,4%	40 000	1 100	41 100	3 853	93,7	-6,3%
Geotérmica	0		0				0		0			
Outros	37 218	0	37 218	2 947	79,2	2,3%	37 240	0	37 240	3 156	84,8	7,0%
<b>Variação anual</b>	-3,1%	8,8%	-3,1%	16,3%	20,0%		12,1%	-15,0%	12,0%	-14,9%	-24,0%	

	Tarifas de 2010					
	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>	580 212	38 801	619 184	64 086	103,5	47,0%
<b>Total de aquisições SPM e SIM</b>	306 600	3 100	309 700	29 066	93,9	7,0%
<b>Total de aquisições ao SPM</b>	192 000	0	192 000	17 061	88,9	2,5%
Fuel	192 000		192 000	17 061	88,9	2,5%
Gasóleo						
<b>Total de aquisições ao SIM</b>	114 600	3 100	117 700	12 005	102,0	13,2%
Hídrica	4 000	0	4 000	422	105,6	2,5%
Eólica	70 000	1 100	71 100	6 721	94,5	0,8%
Geotérmica	0		0			
Outros	40 600	2 000	42 600	4 862	114,1	34,7%
<b>Variação anual</b>	10,6%	181,8%	11,3%	19,1%	7,0%	

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 2010 ascende a cerca de 44 milhões de euros. Os investimentos nesta actividade têm por objectivo dotar a Região de infra-estruturas que, a médio prazo, reforcem o sistema electroprodutor.

Os principais investimentos previstos são esquematizados nos pontos seguintes:

- Mini-hidricas – pequenos investimentos na rede de canais de adução e de transporte de água para as centrais hidroeléctricas.
- Ampliação do sistema hidroeléctrico da Calheta compreendendo algumas componentes, tais como: construção da nova central da Calheta, estações elevatórias do Paul da Serra e da Calheta e barragem do Alecrim.
- Estudos preliminares de viabilização técnica e económica do sistema hidroeléctrico reversível – Chão da Ribeira/Seixal: aproveitamento de águas excedentárias de Inverno.
- Ampliação da Central Térmica da Vitória (CTV III) – instalação de três grupos semi-rápidos, dual fuel de 17 MW e de uma turbina a vapor de ciclo combinado.
- Central Térmica da Vitória destacando-se, entre outros investimentos nesta central, a realização de grandes reparações de grupos electrogéneos.

#### **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 Setembro de 2008 e 31 de Agosto de 2009 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 4,39%, taxa inferior em 16 pontos 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 2010 de 7,55% para 7,39%, no montante de proveitos permitidos desta actividade situa-se em -264,4 milhares de euros.

#### **CUSTOS DE EXPLORAÇÃO**

O Quadro 10-5 apresenta os valores dos custos de exploração enviados pela EEM para cálculo dos proveitos permitidos desta actividade em 2010, bem como os custos de exploração controláveis, aceites pela ERSE, para o processo de fixação dos proveitos permitidos para 2009.

**Quadro 10-5 – Custos de exploração enviados para 2010**

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

	Tarifas 2009	2010 EEM	Δ% 2010 EEM /Tarifas 2009
<b>Custos de Exploração</b>			
Materiais Diversos	2 137	2 298	7,5%
Fornecimentos e Serviços Externos <sup>(1)</sup>	1 541	1 762	14,3%
Pessoal	9 171	10 406	13,5%
Outros custos Operacionais	360	476	32,5%
<b>Total</b>	<b>13 208</b>	<b>14 942</b>	<b>13,1%</b>

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

Da totalidade dos custos de exploração, as rubricas Outros custos operacionais, Fornecimentos e serviços externos e Custos com pessoal são as que apresentam maiores agravamentos entre os valores aceites pela ERSE para cálculo dos proveitos permitidos para 2009 e os valores propostos pela EEM para 2010, com variações de cerca de 32,5%, 14,3% e 13,5%, respectivamente. A rubrica de materiais diversos apresenta igualmente um desvio positivo entre os valores enviados para o processo de fixação dos proveitos permitidos para 2010 e os valores fixados pela ERSE para tarifas para 2009, em torno de 7,5%.

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 (+2,5%).

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 2009. Deste modo, os custos com materiais diversos, fornecimentos e serviços externos e outros custos operacionais de 2010 crescem ao ritmo da taxa de inflação considerada pela ERSE (+1,6%), 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 95 mil 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.

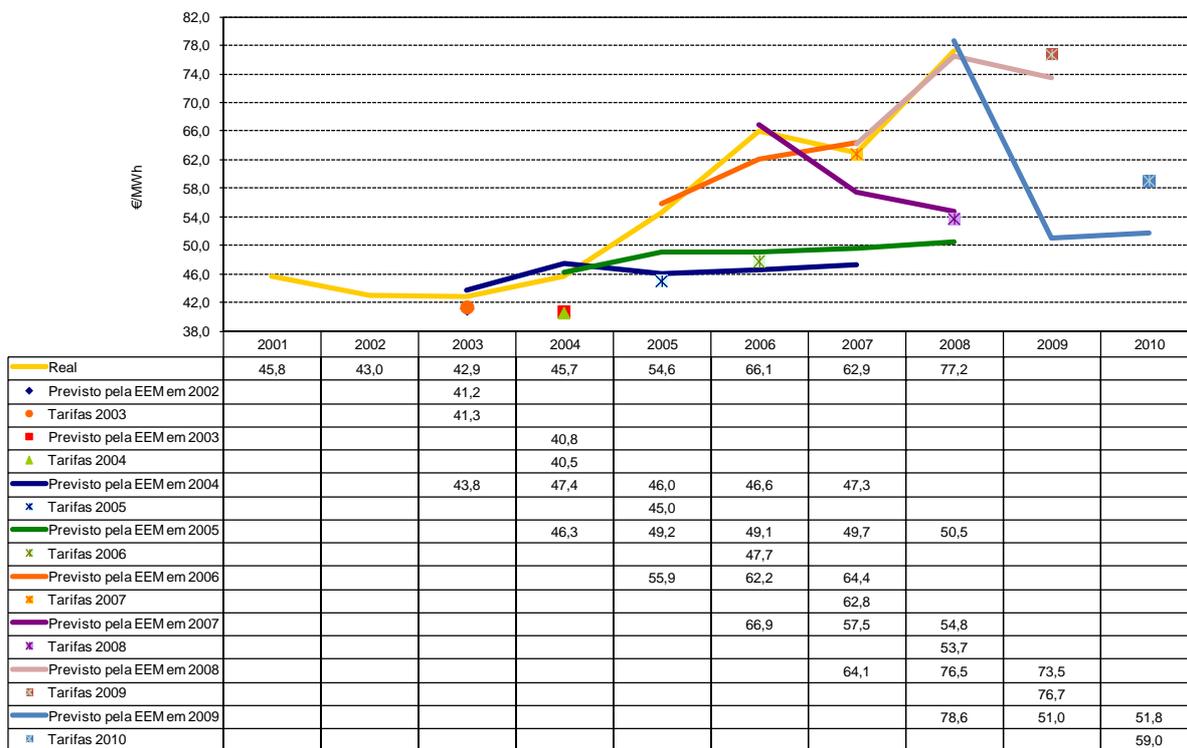
A determinação dos custos com pessoal para 2010 foi realizada à semelhança da aceitação dos custos com pessoal para 2008, como descrito no documento “Ajustamentos referentes a 2008 e 2009 a repercutir nas tarifas de 2010”, tendo sido adoptada para 2009 a actualização dos custos com o Índice de Preços no Consumidor, sem habitação de Junho de 2009 (+0,7%) e para 2010, a taxa de inflação considerada pela ERSE (+1,6%). 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 (+3 380 milhares de euros) foi obtido mantendo o peso deste no total de custos da actividade de AGS, tal como enviado pela empresa (20,4%). Deste modo, o novo valor de custos de exploração da actividade de AGS ascende a 13 183 milhares de euros. Ao considerar-se o custo com a frota automóvel bem como os custos aceites com gasóleo e óleo, o valor dos custos de exploração aceites pela ERSE ascende a 15 581 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 2010. A figura evidencia a comparação dos valores ocorridos entre 2001 e 2008, com os valores propostos pela EEM até 2010 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 (2001 a 2008), invertendo-se essa tendência unicamente em 2007. A previsão da EEM para a evolução do custo do fuelóleo entre 2008 e 2010 justifica, em grande medida, a evolução decrescente 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 2010 é 7,27 €/MWh superior ao valor enviado pela EEM para 2010 devido, essencialmente, à alteração do valor do custo do fuelóleo aceite pela ERSE, e representa um decréscimo de 17,7 €/MWh face aos valores aceites pela ERSE para tarifas para 2009.

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 2008 são os valores aceites pela ERSE para cálculo dos ajustamentos a repercutir no ano t+2.

### 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 10-6 apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2010, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2009.

**Quadro 10-6 - 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 2009	Tarifas 2010	Variação (%)	
	(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)	
$\tilde{A}_{2010}^{M,AGS}$	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos activos participados	8 073	10 687	32,4%
$\tilde{A}_{2010}^{M,AGS}$	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e participações	128 446	165 240	28,6%
$r_t^{M,AGS}$	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema (%)	7,55%	7,39%	-0,16 p.p.
$\tilde{C}_{2010}^{M,AGS}$	Custos com a aquisição de energia eléctrica aos produtores do sistema público da RAM	26 418	17 061	-35,4%
$\tilde{C}_{2010}^{M,AGS}$	Custos permitidos com a aquisição de energia eléctrica aos produtores não vinculados ao sistema público da RAM	7 477	12 005	60,6%
$\tilde{C}_{2010}^{M,AGS}$	Custos de exploração afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, aceites pela ERSE	16 407	15 581	-5,0%
$\tilde{F}_{2010}^{M,AGS}$	Custos com o fuelóleo aceites pela ERSE	60 788	42 529	-30,0%
$\tilde{S}_{2010}^{M,AGS}$	Outros proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado	0	0	
$\tilde{A}_{2010}^{M,AGS}$	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano t, aceites pela ERSE	141	17	-88,0%
$\Delta_{t-2}^{M,AGS}$	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativo ao ano t-2	3 532	-30 244	-956,2%
$\tilde{P}_{2010}^{M,AGS}$	<b>Proveitos Permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema</b>	<b>125 468</b>	<b>140 335</b>	<b>11,8%</b>
	Emissão para a rede (MWh)	1 006 025	984 298	-2,2%
	<b>Proveitos permitidos por unidade emitida para a rede (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)</b>	<b>128,2</b>	<b>111,85</b>	<b>-12,8%</b>

Pela análise do quadro verifica-se um acréscimo no nível dos proveitos permitidos para 2010 de cerca de 12%, face ao nível dos valores aceites nas tarifas para 2009. Excluindo os ajustamentos relativos a t-2, os proveitos permitidos para 2010 apresentam um decréscimo de cerca de 15% e os proveitos por unidade emitida para a rede decrescem cerca de 13%.

O valor do fuelóleo aceite representa cerca de 39% do total dos proveitos permitidos de 2010 (excluindo os ajustamentos de t-2) pelo que a evolução desta rubrica explica, em grande medida, a evolução do nível de proveitos permitidos desta actividade. Dado que o valor aceite para tarifas para 2010 é inferior ao valor aceite para tarifas para 2009, o valor dos proveitos permitidos de 2010 (excluindo o factor do ajustamento de t-2) é condicionado por essa evolução.

No Quadro 10-7 é sintetizado o impacte das decisões da ERSE na actividade de AGS. No cenário base são considerados os custos enviados pela EEM para 2010 corrigidos dos valores relativos às licenças de CO<sub>2</sub>. O impacte total das decisões da ERSE face ao nível de proveitos permitidos considerado no cenário base é de +5%, correspondendo a um aumento de 6,7 milhões de euros. Para a evolução mencionada contribuíram as alterações:

- Aos custos aceites que representaram um decréscimo de 2,3 milhões de euros.
- Ao custo unitário do fuelóleo que implicou um acréscimo de 9,27 milhões de euros.
- À taxa de remuneração dos activos fixos nas actividades que representou um decréscimo de 0,26 milhões de euros.

**Quadro 10-7 - Impacte das decisões da ERSE nos proveitos permitidos de AGS**

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

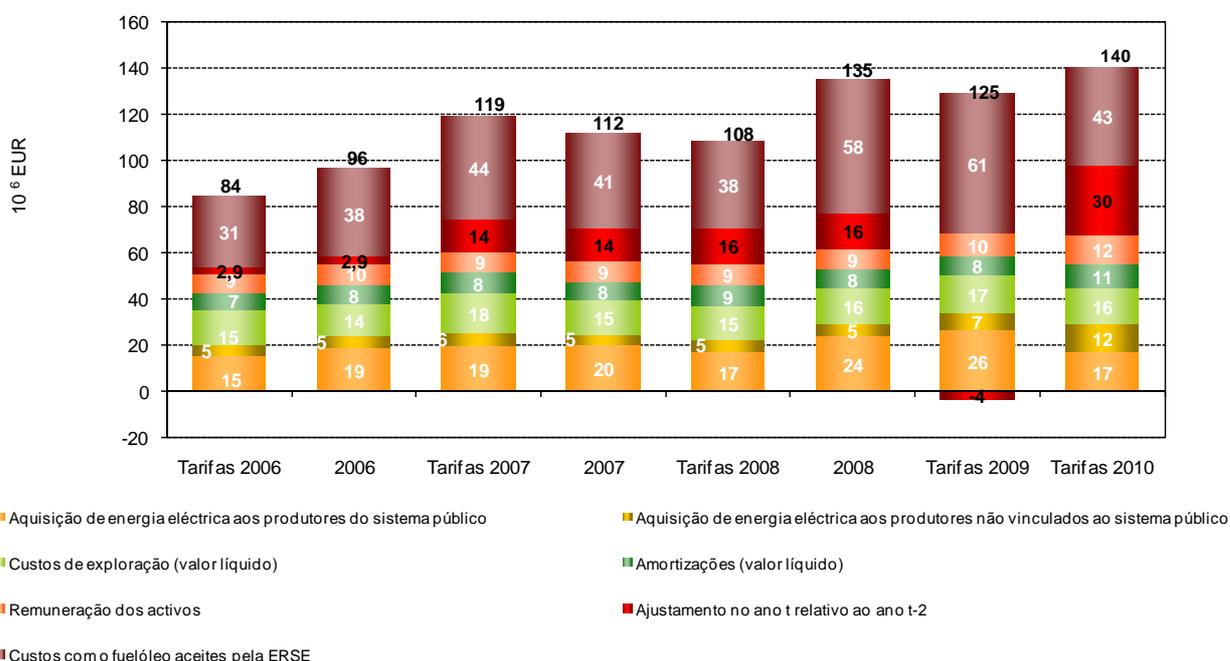
	Tarifas 2009	Cenário base	Cenário Base /Tarifas 2009	Tarifas 2010	Tarifas 2010 /Tarifas 2009	Custos aceites	Fuelóleo	Taxa de remuneração	Impacte total das decisões ERSE	Impacte total em % face ao Cenário base
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	125 468	133 625	6,5%	140 363	11,9%	-2 268	9 271	-264	6 738	5,0%

A Figura 10-3 apresenta para os anos de 2006 a 2010, os proveitos permitidos aceites para tarifas e os proveitos reais aceites de 2006 a 2008. A comparação entre o valor do ano de 2008 aceite pela ERSE e o valor das tarifas de 2008 é efectuada em detalhe no documento "Ajustamentos referentes a 2008 e 2009 a repercutir nas tarifas de 2010".

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 2010 varia face ao nível de proveitos permitidos estipulados para 2009 em sequência:

- Do crescimento do valor do ajustamento referente a *t-2*.
- Da remuneração dos activos (+25,9%).
- Do custo com as amortizações do exercício deduzidas do imobilizado participado (+32,4%).
- Do custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores não vinculados ao sistema público (+60,6%).
- Do decréscimo dos custos com a aquisição de energia eléctrica aos produtores do sistema público (-35,4%).
- Dos custos com o fuelóleo aceites (-30%).
- Dos custos de exploração líquidos (-5,7%).

**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 a proposta de tarifas para 2009.

### 10.2.1 ACTUALIZAÇÃO DOS PARÂMETROS PARA 2010

#### 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. 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 954 301 645 kWh. A quantidade de

energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição em BT a clientes enviada pela empresa foi a considerada para cálculo dos proveitos permitidos em BT.

#### 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 2009), publicada pelo INE. A taxa considerada é de 1,5%.

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

Para 2010 foram apurados os seguintes valores para a componente variável unitária:

- MT = 0,022293 EUR/kWh
- BT = 0,031038 EUR/kWh

#### 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 2008 e 31 de Agosto de 2009 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 4,39%, taxa inferior em 16 pontos 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 2010.

O impacte dessa alteração nos proveitos permitidos para 2010 situa-se em -263,7 milhares de euros (-189,6 milhares de euros em MT e -74,1 milhares de euros na BT).

#### 10.2.2 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 10-8 apresenta as variáveis e os parâmetros utilizados no cálculo dos proveitos permitidos para 2010, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2009.

**Quadro 10-8 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EEM**

		Unidade: 10 <sup>6</sup> EUR		
		Tarifas 2009	Tarifas 2010	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)]/(1)
$P_{jt}^{M^D}$	Componente variável unitária dos proveitos em MT, em Euros por kWh	0,021807	0,022293	2,2%
$\tilde{E}_{jt}^{M^D}$	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão MT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	975 361 860	954 301 645	-2,2%
$\tilde{A}mb_{jt}^{M^D}$	Custos com a promoção do desempenho ambiental, em MT	41	246	504,3%
	Rectificação da taxa de remuneração, em MT		-190	
$z_{jt-1}^{M^D}$	Custos ocorridos em $t-1$ não previstos para o período de regulação, em MT			
$i_{t-1}^E$	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano $t-1$			
$\hat{\sigma}_{t-1}$	Spread no ano $t-1$ , em pontos percentuais			
$\Delta R_{jt,t-2}^{M^D}$	Ajustamento no ano $t$ dos proveitos de DEE, em MT, relativos ao ano $t-2$	-526	534	-201,5%
<b>Proveitos Permitidos em MT</b>		<b>21 836</b>	<b>20 797</b>	<b>-4,8%</b>
$P_{jt}^{B^D}$	Componente variável unitária dos proveitos em BT, em Euros por kWh	0,031659	0,031038	-2,0%
$\tilde{E}_{jt}^{B^D}$	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão BT em kWh	727 188 975	705 631 356	-3,0%
$SNM_{06,07,j,t}^{B^D}$	Custos com a convergência tarifária referente aos anos de 2006 e 2007			
$\tilde{A}mb_{jt}^{B^D}$	Custos com a promoção do desempenho ambiental, em BT	53	170	219,6%
	Rectificação da taxa de remuneração, em BT		-74	
$z_{jt-1}^{B^D}$	Custos ocorridos em $t-1$ não previstos para o período de regulação, em BT			
$i_{t-1}^E$	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano $t-1$			
$\hat{\sigma}_{t-1}$	Spread no ano $t-1$ , em pontos percentuais			
$\Delta R_{jt,t-2}^{B^D}$	Ajustamento no ano $t$ dos proveitos de DEE, em BT, relativos ao ano $t-2$	-305	-350	14,6%
<b>Proveitos Permitidos em BT</b>		<b>23 380</b>	<b>22 347</b>	<b>-4,4%</b>
$R_{jt}^{M^D}$	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica</b>	<b>45 217</b>	<b>43 144</b>	<b>-4,6%</b>
	Energia Distribuída (MWh)	917 729	897 983	-2,2%
	<b>Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)</b>	<b>48,36</b>	<b>48,25</b>	<b>-0,2%</b>

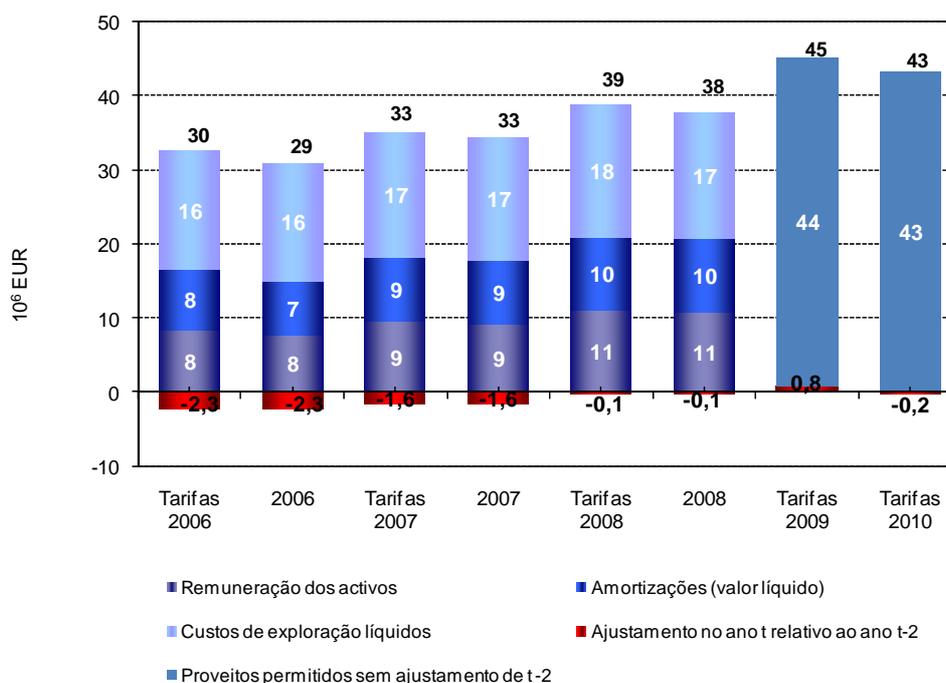
A análise do quadro evidencia um decréscimo no nível de proveitos permitidos de 2010 face aos valores aceites nas tarifas para 2009 (-4,6%). Excluindo os efeitos dos ajustamentos referentes a  $t-2$  e a rectificação da taxa de remuneração dos activos, o nível de proveitos de 2010 apresenta um decréscimo de 3,6%. 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 2010 serem inferiores às consideradas para o ano de 2009. O crescimento do consumo de energia eléctrica na Região Autónoma da Madeira apresentou um abrandamento nos primeiros meses de 2009, reflexo do clima atípico sentido na Região e da conjuntura económica mais desfavorável.

Por unidade de energia distribuída, os proveitos permitidos de 2010 (excluindo o ajustamento de  $t-2$ ) apresentam um decréscimo de 0,2% face aos valores de 2009.

Na Figura 10-4 é evidenciada a desagregação dos proveitos permitidos de 2006 a 2010, aceites pela ERSE, para cálculo de tarifas e de ajustamentos. A comparação entre o valor do ano de 2008 aceite pela

ERSE e o valor das tarifas de 2008 é efectuada em detalhe no documento "Ajustamentos referentes a 2008 e 2009 a repercutir nas tarifas de 2010". 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 a proposta de tarifas para 2009.

### 10.3.1 ACTUALIZAÇÃO DOS PARÂMETROS PARA 2010

#### 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 2009), publicada pelo INE. A taxa considerada é de 1,5%.

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

Para 2010 foram apurados os seguintes valores para a componente variável unitária:

- MT = 2 119,178 EUR/cliente
- BT = 30,169 EUR/cliente

#### 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 rentabilidade média das OT a 10 anos, ocorrida entre 1 de Setembro de 2008 e 31 de Agosto de 2009, 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 4,39%, taxa inferior em 16 pontos 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 2010.

O impacte dessa alteração nos proveitos permitidos para 2010 ascende a -5,4 milhares de euros (-0,5 milhares de euros em MT e -4,8 milhares de euros na BT).

### 10.3.2 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 10-9 apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2010, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2009.

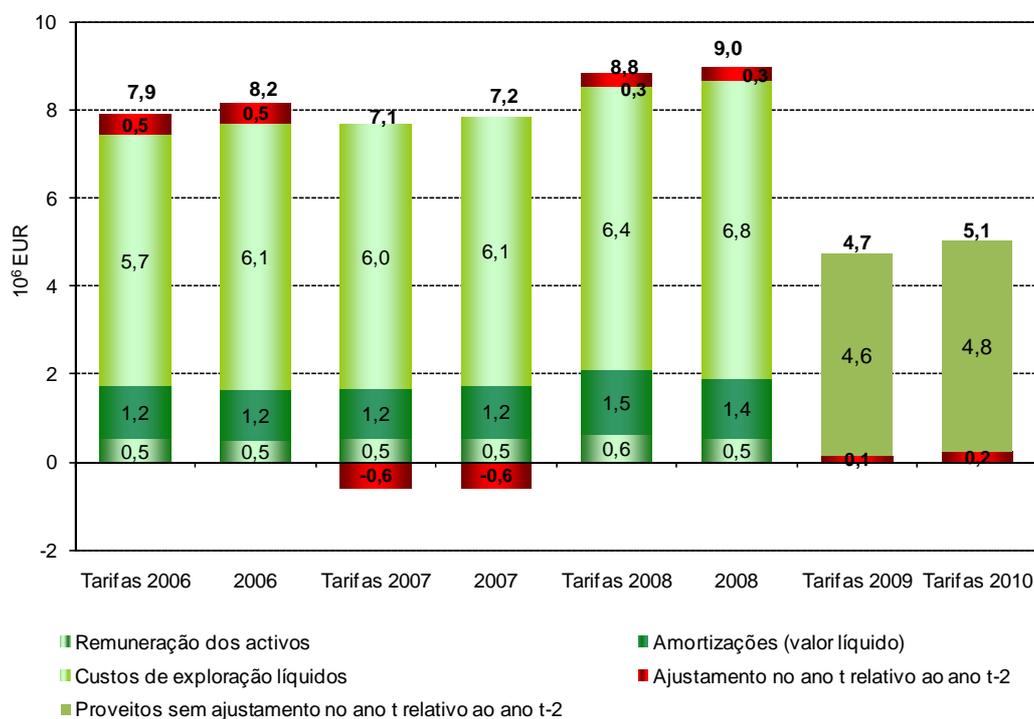
**Quadro 10-9 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EEM**

		Unidade: 10 <sup>6</sup> EUR		
		Tarifas 2009	Tarifas 2010	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)]/(1)
$P_{jt}^{MC}$	Componente variável unitária dos proveitos em MT, em Euros por cliente	2 198,317	2 119,178	-3,6%
$\bar{N}_{Cjt}^M$	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	220	250	14,0%
$z_{jt-1}^{MC}$	Custos ocorridos em t-1 não previstos para o período de regulação, em MT			
$i_{t-1}^E$	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1			
$\hat{\sigma}_{t-1}$	Spread no ano t-1, em pontos percentuais			
	Rectificação da taxa de remuneração em MT		-0,5	
	Rectificação de 2008 resultante da Lei n.º 12/2008, em MT (valor a devolver)	-16		
	Outros custos relacionados com obrigações regulamentares, em MT, relativos a r		18	
$\Delta R_{jt-2}^{MC}$	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE, em MT, relativos ao ano t-2	246	-47	-119,3%
	<b>Proveitos Permitidos em MT</b>	<b>221</b>	<b>595</b>	<b>169,1%</b>
$P_{jt}^{BC}$	Componente variável unitária dos proveitos em BT, em Euros por cliente	31,627	30,169	-4,6%
$\bar{N}_{Cjt}^B$	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	137 797	136 568	-0,9%
$z_{jt-1}^{BC}$	Custos ocorridos em t-1 não previstos para o período de regulação, em BT			
$i_{t-1}^E$	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1			
$\hat{\sigma}_{t-1}$	Spread no ano t-1, em pontos percentuais			
	Rectificação da taxa de remuneração em BT		-4,8	
	Rectificação de 2008 resultante da Lei n.º 12/2008, em BT (valor a devolver)	-250		
	Outros custos relacionados com obrigações regulamentares, em BT, relativos a r		158	
$\Delta R_{jt-2}^{BC}$	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE, em BT, relativos ao ano t-2	-393	-186	-52,7%
	<b>Proveitos Permitidos em BT</b>	<b>4 502</b>	<b>4 459</b>	<b>-0,9%</b>
$R_{jt}^{MC}$	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica</b>	<b>4 723</b>	<b>5 054</b>	<b>7,0%</b>
	<b>Proveitos permitidos por cliente (exclui o ajustamento de t-2) (€/cliente)</b>	<b>33,15</b>	<b>35,23</b>	<b>6,3%</b>

Pela análise do quadro, verifica-se um acréscimo do nível dos proveitos permitidos para 2010 de 7,0%, face aos valores aceites nas tarifas para 2009. O valor dos proveitos permitidos de 2009 encontra-se influenciado pelo valor a devolver pela empresa relativo à rectificação de 2008, resultante da Lei n.º 12/2008 (266 milhares de euros). O valor dos proveitos permitidos de 2010 encontra-se, igualmente, influenciado pelo valor a devolver da rectificação da taxa de remuneração de 2010 (5,4 milhares de euros). Excluindo estes dois efeitos extraordinários, o valor dos proveitos permitidos (incluindo o valor do ajustamento de t-2) apresenta um decréscimo de 4,0% entre 2009 e 2010.

Na Figura 10-5 é evidenciada a desagregação dos proveitos permitidos de 2006 a 2010, aceites pela ERSE, para cálculo de tarifas e de ajustamentos. Tal como nas restantes actividades, a comparação entre o valor do ano de 2008, aceite pela ERSE, e o valor das tarifas de 2008 é efectuada em detalhe no documento "Ajustamentos referentes a 2008 e 2009 a repercutir nas tarifas de 2010". 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 2010

O nível de proveitos definidos para cada actividade regulada da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM para 2010 é apresentado no Quadro 10-10. É igualmente apresentado o nível de proveitos resultante do processo de cálculo das tarifas para 2009.

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

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

	Tarifas 2009	Tarifas 2010	Variação (%)
	(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	125 468	140 335	11,8%
Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	45 217	43 144	-4,6%
Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	4 723	5 054	7,0%
<b>Proveitos permitidos da EEM</b>	<b>175 408</b>	<b>188 533</b>	<b>7,5%</b>

Os proveitos permitidos da EEM para 2010 apresentam um crescimento de 7,5% face aos valores de 2009. 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 crescimento relativo, justifica a evolução global dos proveitos permitidos da EEM. Analisando conjuntamente as actividades de DEE e de CEE, os proveitos decrescem 3,5%, para igual período.

Excluindo o efeito do ajustamento de t-2, os proveitos permitidos da EEM diminuem cerca de 11% entre 2009 e 2010, tal como evidenciado no Quadro 10-11. Deste modo, a magnitude do ajustamento de 2008 (-30,3 milhões de euros, valor a recuperar pela empresa) explica o crescimento verificado nos proveitos da EEM para 2010.

Excluindo o efeito do ajustamento, as actividades de AGS e de DEE decrescem cerca de 15% e 2%, respectivamente, entre os valores de 2009 e 2010. Apenas a actividade de CEE apresenta um crescimento positivo, para igual período.

**Quadro 10-11 – Proveitos permitidos da EEM, excluindo o ajustamento de t-2**

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

	Tarifas 2009	Tarifas 2010	Variação (%)
	(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	129 001	110 091	-14,7%
Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	44 386	43 328	-2,4%
Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	4 575	4 820	5,3%
<b>Proveitos permitidos da EEM (exclui ajustamento de t-2)</b>	<b>177 962</b>	<b>158 239</b>	<b>-11,1%</b>

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

No Quadro 10-12 é apresentado o sobrecusto por actividade da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM. É igualmente apresentado o valor do custo com a convergência tarifária em tarifas para 2009.

**Quadro 10-12 - Custo com a convergência tarifária na RAM**

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

		Tarifas 2009	Tarifas 2010
$\tilde{S}M_i^{AGS}$	<b>Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema</b>	<b>38 968</b>	<b>53 915</b>
$\tilde{R}_i^{M^{AGS}}$	Proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	125 468	140 335
$\tilde{R}_{AGS,t}^M$	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	83 362	84 325
$\tilde{S}RAM_i^{AGS}$	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	3 138	2 095
$\tilde{S}M_i^D$	<b>Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica</b>	<b>13 909</b>	<b>11 020</b>
$\tilde{R}_{j,t}^{M^D}$	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	45 217	43 144
$\tilde{R}_{D,j,t}^M$	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	30 188	31 696
$\tilde{S}RAM_{j,t}^D$	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	1 120	428
$\tilde{S}M_i^C$	<b>Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica</b>	<b>1 708</b>	<b>2 216</b>
$\tilde{R}_{j,t}^{M^C}$	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	4 723	5 054
$\tilde{R}_{C,j,t}^M$	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	2 877	2 752
$\tilde{S}RAM_{j,t}^C$	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	138	86
	<b>Custo com a Convergência Tarifária</b>	<b>54 585</b>	<b>67 151</b>
$\tilde{R}AM_{Pol,t}$	<b>Custo da Convergência Tarifária a incorporar na UGS</b>	<b>54 585</b>	<b>67 151</b>

O valor do Custo com a Convergência Tarifária da RAM nas tarifas para 2010 é de 67 151 milhares de euros sendo totalmente recuperada através da tarifa de UGS.

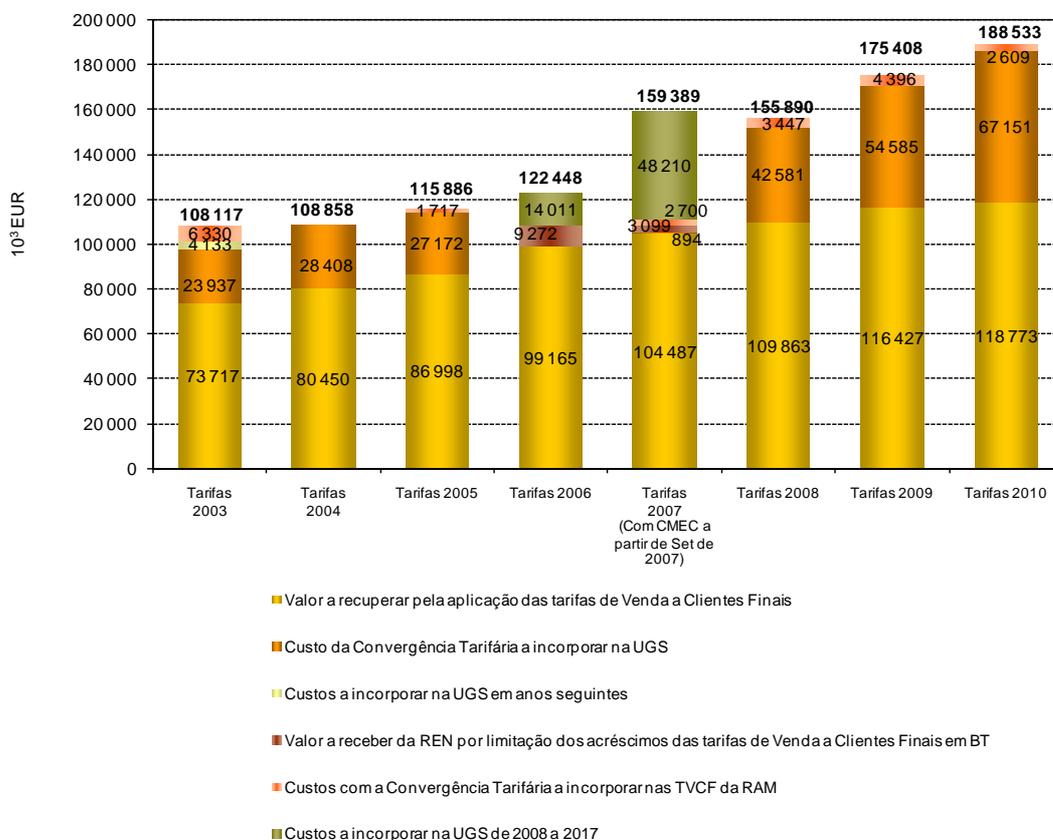
A Figura 10-6 apresenta o nível de proveitos permitidos da EEM desagregado da seguinte forma:

- 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 2009 e 2010, o custo com a convergência tarifária apresenta um crescimento de 23% tendo, igualmente, crescido o peso desta rubrica no total dos proveitos permitidos.

O Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro, determina que “tendo em conta que os aumentos das tarifas para 2007 serão superiores à taxa de inflação prevista, as tarifas de venda a clientes finais a fixar para o ano de 2007 não incluirão os custos com a convergência tarifária entre o continente e as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira”. Adicionalmente, o referido Decreto-Lei estabelece que os custos com a convergência tarifária de 2006 (+14 011 milhares de euros) e de 2007 (+48 210 milhares

de euros), não reflectidos nas tarifas, serão recuperados através da tarifa de UGS, acrescidos de juros, em prestações constantes, ao longo de um período de 10 anos, a partir de 2008.

A 11 de Dezembro de 2007, a EEM celebrou o contrato de cessão de créditos referentes aos custos com a convergência tarifária de 2006 e 2007 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 2010 é de 7 047 milhares de euros sendo este montante transferido pela REN para os bancos cessionários em regime de duodécimos, durante o ano de 2010.



## **11 CUSTOS COM OS PLANOS DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL**

Para o ano 2009 encontram-se aprovadas medidas a executar no âmbito dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA), conhecendo-se o orçamento previsto para cada uma dessas medidas. Deste modo, é possível estimar o custo previsto, por empresa, actividade e nível de tensão.

Nas medidas aprovadas, existe uma medida comum à EDA, EEM e REN – Estudo sobre campos electromagnéticos – que ainda não iniciou a sua execução, procurando as empresas encontrar financiamento para a parte não financiada pelos PPDA.

Deste modo, é certo um atraso na execução orçamental desta medida, pelo que se optou por, desde já, corrigir os orçamentos iniciais, considerando somente um terço do orçamento desta medida relativamente a 2009, sendo o remanescente (2/3) distribuído por 2010 e 2011 nas seguintes proporções – 40% e 60%, respectivamente.

Deste modo, os custos previstos para a execução dos PPDA são apresentados nos quadros seguintes.

**Quadro 11-1 – Custos previstos com os PPDA para a REN**

**Unid: EUR**

	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>
Produção			
MAT	2 651 500	4 128 101	3 296 858
AT	330 333	1 512 019	1 290 325
MT			
BT			
<b>Total</b>	<b>2 981 833</b>	<b>5 640 120</b>	<b>4 587 183</b>

**Quadro 11-2 - Custos previstos com os PPDA para a EDP Distribuição**

**Unid: EUR**

	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>
Produção			
MAT			
AT	446 861	660 219	633 312
MT	2 305 355	2 731 673	2 514 491
BT	1 806 653	1 231 131	1 242 112
<b>Total</b>	<b>4 558 868</b>	<b>4 623 023</b>	<b>4 389 915</b>

**Quadro 11-3 - Custos previstos com os PPDA para a EDA**

**Unid: EUR**

	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>
Produção	73 000	78 500	62 000
MAT			
AT	80 000	32 500	32 500
MT	19 778	63 156	45 067
BT	110 500	65 250	50 250
<b>Total</b>	<b>283 278</b>	<b>239 406</b>	<b>189 817</b>

**Quadro 11-4 - Custos previstos com os PPDA para a EEM**

Unid: EUR

	2009	2010	2011
Produção	16 903	16 903	15 403
MAT			
AT	21 142	543	495
MT	239 998	245 765	396 709
BT	285 851	169 624	135 994
<b>Total</b>	<b>563 894</b>	<b>432 835</b>	<b>548 601</b>

Para além dos custos das medidas propriamente ditas, há ainda que considerar os custos de gestão (incluídos no UGS – REN). A melhor estimativa, tendo por base as acções de monitorização já aprovadas pela ERSE, é apresentada no quadro seguinte.

**Quadro 11-5 - Previsão de custos de gestão dos PPDA**

Unid: EUR

	2009	2010	2011	TOTAL
Custo de gestão (UGS)	63 470	63 470	63 470	190 411