

**PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS
REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO EM 2014**

Dezembro 2013

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

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

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	PRINCIPAIS CONDICIONANTES DA DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS	3
2.1	Taxa de inflação.....	3
2.2	Taxas de juro e <i>spreads</i>	4
2.3	Previsões do custo de aquisição de energia elétrica por parte do CUR para fornecimento aos clientes	8
2.4	Alterações legislativas e regulamentares com impacte nos proveitos permitidos de 2014.....	18
3	ATIVIDADE DESENVOLVIDA PELO AGENTE COMERCIAL (SOBRECUSTO CAE).....	25
4	ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT.....	29
4.1	Atividade de Gestão Global do Sistema	29
4.1.1	Custos diretamente relacionados com a atividade de Gestão Global do Sistema	30
4.1.2	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	33
4.2	Atividade de Transporte de Energia Elétrica.....	39
4.2.1	Custos operacionais de exploração e custos incrementais	39
4.2.2	Valorização dos novos investimentos da RNT a custos de referência	39
4.2.3	Incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil	40
4.2.4	Taxa de remuneração do ativo.....	41
4.2.5	Custos de natureza ambiental.....	42
5	ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO	45
5.1	Atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	46
5.1.1	Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial	47
5.1.2	Amortização e juros da dívida tarifária.....	52
5.1.3	Custos decorrentes da sustentabilidade de mercados	53
5.1.4	Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (MAT, AT, MT), BTE e BTN.....	54
5.1.5	Custos com tarifa social	54
5.1.6	Custos com a manutenção do equilíbrio contratual.....	56
5.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	62
6	ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO	69
6.1	Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica.....	69
6.1.1	Custos com a aquisição de energia elétrica nos mercados organizados.....	69
6.1.2	Ajustamentos.....	74

6.2	Atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição	76
6.3	Atividade de Comercialização.....	77
6.4	Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória.....	80
7	PROVEITOS PERMITIDOS PARA 2014 NO CONTINENTE.....	81
8	ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES.....	83
8.1.1	Informação enviada.....	83
8.1.2	Taxa de remuneração das atividades da EDA.....	84
8.2	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	85
8.2.1	Custos de energia	85
8.2.1.1	Custos dos Combustíveis	85
8.2.2	Custos de exploração.....	90
8.3	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	93
8.4	Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	97
8.5	Proveitos permitidos à EDA para 2014.....	100
8.6	Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores.....	101
9	ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIDOR VINCULADO DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA.....	105
9.1	Questões comuns a todas as atividades da EEM.....	105
9.1.1	Informação enviada.....	105
9.1.2	Análise do valor enviado de direitos de passagem.....	106
9.1.3	Provisões para clientes de cobrança duvidosa.....	107
9.1.4	Fornecimentos e serviços externos - Frota automóvel	107
9.1.5	Taxa de remuneração das atividades da EEM	107
9.2	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	108
9.2.1	Análise dos custos de AGS.....	109
9.2.2	Proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM.....	112
9.3	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	114
9.3.1	Análise dos custos da DEE	115
9.3.2	Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM	116
9.4	Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	118
9.4.1	Análise dos custos da CEE	119
9.4.2	Proveitos permitidos na Atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM	120
9.5	Proveitos Permitidos à EEM para 2014	122
9.6	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira.....	123
10	ANÁLISES COMPLEMENTARES	127
10.1	Preços de Transferência.....	127
10.1.1	Enquadramento.....	127
10.1.2	Análise dos questionários e dos DFPTs	128

10.1.3 Conclusões.....	131
10.2 Comercialização de energia elétrica (CEE)	131
10.2.1 Enquadramento.....	131
10.2.2 Continente	132
10.2.3 Regiões autónomas	134
10.2.4 Conclusões.....	137
10.3 Aquisições de energia elétrica para fornecimento dos clientes do CUR	138
10.3.1 Enquadramento.....	138
10.3.2 Análise.....	139

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 2-4 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes para 2013 e para 2014	17
Quadro 2-5 - Componentes do custo médio de aquisição dos clientes previsto para 2014.....	18
Quadro 3-1 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE previsto para 2014.....	26
Quadro 3-2 - Principais pressupostos do cálculo do sobrecusto previsto para 2014.....	27
Quadro 3-3 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica.....	28
Quadro 4-1 - Custos de exploração líquidos de proveitos de exploração que não resultam da aplicação da tarifa de UGS.....	31
Quadro 4-2 - Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas.....	33
Quadro 4-3 - Custos com a convergência tarifária das RAS referentes a 2006 e 2007.....	34
Quadro 4-4 - Valor previsto do desvio da recuperação do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, pago durante o ano t-1.....	34
Quadro 4-5 – Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos da Enondas.....	36
Quadro 4-6 - Proveitos permitidos na atividade de Gestão Global do Sistema.....	38
Quadro 4-7 - Imobilizado a custos de referência relativo a investimento transferido para exploração em 2013 e 2014.....	40
Quadro 4-8 - Incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil.....	41
Quadro 4-9 - Evolução dos montantes referentes a limpeza de florestas	43
Quadro 4-10 - Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica.....	44
Quadro 5-1 - Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial.....	48
Quadro 5-2 - Impacte do diferimento do valor dos sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial referente a proveitos permitidos de 2014	50
Quadro 5-3 - Impacte do diferimento do valor dos sobrecustos com a aquisição de energia a PRE de 2012 a 2014 nos proveitos permitidos de 2014	50
Quadro 5-4 - Amortização e juros da dívida tarifária	53
Quadro 5-5 - Financiamento da tarifa social referente a 2014.....	55
Quadro 5-6 - Estimativa da revisibilidade para 2013	59
Quadro 5-7 - Proveitos permitidos de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.....	61
Quadro 5-8 - Custos com plano de reestruturação de efetivos	64
Quadro 5-9 – Custos com outros planos de ajustamento de efetivos	64
Quadro 5-10 - Proveitos permitidos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica	67
Quadro 6-1 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da sua procura.....	70
Quadro 6-2 - Custo de aquisição de energia elétrica à PRE	71
Quadro 6-3 - Ajustamentos do comercializador de último recurso no âmbito da função CVEE FC.....	75

Quadro 6-4 - Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes.....	76
Quadro 6-5 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição	77
Quadro 6-6 - Proveitos permitidos à atividade de Comercialização	79
Quadro 7-1 - Proveitos permitidos em 2014 por atividade no Continente	81
Quadro 8-1 - Custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EDA	85
Quadro 8-2 - Custo unitário dos combustíveis	86
Quadro 8-3 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo para tarifas de 2014	89
Quadro 8-4 - Custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores do sistema independente	89
Quadro 8-5 - Custos da energia elétrica adquirida	90
Quadro 8-6 - Desagregação dos custos de exploração aceites pela ERSE	90
Quadro 8-7 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA.....	92
Quadro 8-8 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA	95
Quadro 8-9 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA	98
Quadro 8-10 - Proveitos permitidos à EDA para 2014.....	100
Quadro 8-11 - Proveitos permitidos à EDA, para 2014, excluindo ajustamentos.....	101
Quadro 8-12 - Custo com a convergência tarifária da RAA.....	102
Quadro 9-1- Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo para tarifas de 2014	111
Quadro 9-2 - Custos de exploração líquidos de outros proveitos	111
Quadro 9-3 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM	113
Quadro 9-4 - Custos de exploração líquidos de outros proveitos	116
Quadro 9-5 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM.....	117
Quadro 9-6 - Custos de exploração líquidos de outros proveitos	119
Quadro 9-7 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM	121
Quadro 9-8 - Proveitos permitidos da EEM.....	123
Quadro 9-9 - Proveitos permitidos da EEM, excluindo o ajustamento de t-2	123
Quadro 9-10 - Custo com a convergência tarifária na RAM	124

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - CDS a 5 anos (EUR) da República Portuguesa e de 4 empresas portuguesas.....	5
Figura 2-2 - Preços médios do mercado diário em Portugal.....	8
Figura 2-3 - Preços médios do mercado diário em Espanha.....	9
Figura 2-4 - Diferencial de preço entre Portugal e Espanha.....	9
Figura 2-5 - Evolução do preço <i>spot</i> e dos mercados de futuros	10
Figura 2-6 - Preços médios mensais energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> (euros) base 100 2004 ...	11
Figura 2-7 - Média móvel mensal preços <i>spot</i> energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> (euros) base 100 2004.....	12
Figura 2-8 - Energia transacionada por tecnologia	13
Figura 2-9 - Satisfação do consumo referido à emissão.....	13
Figura 2-10 - Evolução preço <i>Brent</i> (EUR/bbl) entre 1992 e 2013	14
Figura 2-11 - Evolução preço diário <i>Brent</i> (EUR/bbl) entre 2009 e 2013	15
Figura 2-12 - Preço de futuros petróleo <i>Brent</i> para entrega em dezembro de 2014	15
Figura 2-13 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (USD/t)	16
Figura 2-14 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (euros /t) base 100 2008.....	16
Figura 4-1 - Investimento a custos técnicos na atividade de Gestão Global do Sistema entre 2003 e 2014.....	30
Figura 4-2 - Taxa de remuneração dos ativos líquidos de amortizações na atividade de GGS.....	32
Figura 4-3 - Taxa de remuneração do ativo líquido de amortizações da atividade TEE	42
Figura 6-1 - Evolução das quantidades da PRE por tecnologia	72
Figura 6-2 - Evolução do custo unitário PRE por tecnologia	73
Figura 6-3 - Peso de cada tecnologia no custo total da PRE	74
Figura 8-1 – Taxa de remuneração dos ativos líquidos de amortizações na EDA.....	84
Figura 8-2 - Custo unitário variável das centrais térmicas da EDA (EUR/MWh).....	86
Figura 8-3 - Custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica ocorrido e previstos	87
Figura 8-4 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA.....	93
Figura 8-5 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA.....	96
Figura 8-6 - Proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA, evolução da energia vendida e proveitos unitários	97
Figura 8-7 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA.....	99
Figura 8-8 - Proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA, evolução da energia vendida e proveitos unitários	100
Figura 8-9 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EDA de 2003 a 2014	103
Figura 9-1 - Taxa de remuneração dos ativos líquidos de amortizações na EEM	108
Figura 9-2 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM.....	114

Figura 9-3 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM	118
Figura 9-4 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM	122
Figura 9-5 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EEM	125
Figura 10-1 – Preço médios de mercado mensais, de 2009 a 2012	140
Figura 10-2- Preços médios de mercado por hora, de 2009 a 2012	141
Figura 10-3 – Consumos do CUR em 2012 e por períodos (I, II, III e IV).....	143
Figura 10-4 – Consumos médios dos clientes do CUR, preços médio por hora, preço médio do mercado e preço de mercado para os clientes do CUR em 2012	144
Figura 10-5 – Desvios de consumos do CUR em 2012 e por hora	145
Figura 10-6 – Desvios totais de consumos do CUR em 2012	145
Figura 10-7 – Custos totais com restrições técnicas imputadas ao CUR em 2012.....	146
Figura 10-8 – Estrutura do custo de aquisição de eletricidade pelo CUR	146

1 INTRODUÇÃO

Os proveitos permitidos para as atividades reguladas a recuperar por aplicação das tarifas definidas para 2014 foram calculados nos termos do Regulamento Tarifário em vigor, na redação que lhe foi dada pelo Regulamento n.º 496/2011, de 19 de agosto e as alterações introduzidas pela Diretiva n.º 6/2011, 22 de dezembro.

A definição dos proveitos para o ano de definição de tarifas assenta no cálculo dos proveitos permitidos para esse ano, com base em previsões para a evolução da atividade, e no cálculo dos ajustamentos dos proveitos permitidos dos dois anos anteriores. O cálculo e a análise dos fatores que justificam esses ajustamentos, relativos a 2012 e 2013 para a definição de tarifas de 2014, encontram-se no documento “Ajustamentos referentes a 2012 e 2013 a repercutir nas tarifas de 2014”.

No que diz respeito às previsões, em que assentam os proveitos permitidos, estas têm subjacentes projeções à data para a evolução do contexto económico e financeiro das atividades reguladas para 2014, bem como a análise das previsões das empresas reguladas. Os principais fatores exógenos, cujas evoluções previstas condicionam os proveitos permitidos, são a procura de energia elétrica, analisada no documento “Caracterização da procura de energia elétrica em 2014”, os preços dos combustíveis e da energia elétrica nos mercados grossistas, assim como o contexto macroeconómico. Os aspetos mais relevantes desses dois últimos vetores são analisados no capítulo 2 deste documento. No exercício de definição dos proveitos permitidos, são igualmente consideradas as previsões das empresas para os seus custos de investimentos e de exploração, sendo esta análise efetuada à luz das metodologias regulatórias estabelecidas para cada atividade e dos parâmetros em vigor. O racional económico subjacente à definição dos parâmetros em vigor para o atual período regulatório encontra-se plasmado no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014”.

Neste documento, apresentam-se os proveitos permitidos por atividade 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.

2 PRINCIPAIS CONDICIONANTES DA DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS

Os valores dos proveitos permitidos para 2014 para as atividades das empresas reguladas são calculados com base em valores pressupostos para um conjunto de variáveis, entre as quais, para além da procura de energia elétrica analisada no documento "Caracterização da procura de energia elétrica em 2014", destacam-se as seguintes pelo seu peso no nível de proveitos:

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

Neste capítulo, apresentam-se também as alterações legislativas e regulamentares com impacto nos proveitos permitidos de 2014.

2.1 TAXA DE INFLAÇÃO

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

De facto, o deflator do PIB, não sendo um cabaz fixo de bens e serviços como o Índice de Preços no Consumidor, faz com que sejam automaticamente refletidas 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 elétrica 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 refletem todas as relações económicas estabelecidas na economia, assim como todos os efeitos, nomeadamente o efeito preço.

O deflator do PIB é utilizado para atualizar os custos, os proveitos e os investimentos para o ano de 2014.

As previsões de organismos nacionais e internacionais para o deflator do PIB, para Portugal em 2013 e 2014, são apresentadas no Quadro 2-1.

Quadro 2-1 - Previsões para o deflator do PIB

Unidade: %

	MF	CE	OCDE	FMI
2013	1,8	1,8	-0,4	1,8
2014	1,3	1,3	0,0	1,3

Fonte: MF - "Documento de Estratégia Orçamental - 2013-2017", abril/2013; CE - "European Economic Forecast - Spring 2013" - European Economy n.º2/2013, maio; OCDE - "Economic Outlook no.93", maio/2013; FMI - "Seventh review under the extended arrangement and request for modification of end-June performance criteria", junho/2013

As previsões das empresas para 2013 e 2014 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
2013	1,8	1,8	1,8	1,1	0,7
2014	1,3	1,3	1,3	1,1	1,51

Fonte: REN, EDP Distribuição, EDP Serviço Universal, EDA e EEM

O IPIB adotado pela ERSE para 2014 é de 1,3% e corresponde à previsão do Ministério das Finanças, Comissão Europeia e FMI¹. O IPIB adotado pela ERSE para 2013, definido no regulamento Tarifário em vigor, corresponde à variação terminada no segundo trimestre de 2013 publicada pelo INE, cujo valor é 0,7%.

2.2 TAXAS DE JURO E SPREADS

SPREAD A APLICAR AOS AJUSTAMENTOS DE 2013

As condições de financiamento das empresas nacionais agravaram-se profundamente em 2011, conduzindo a um incremento nos *spreads* a aplicar aos ajustamentos a partir desse ano, por

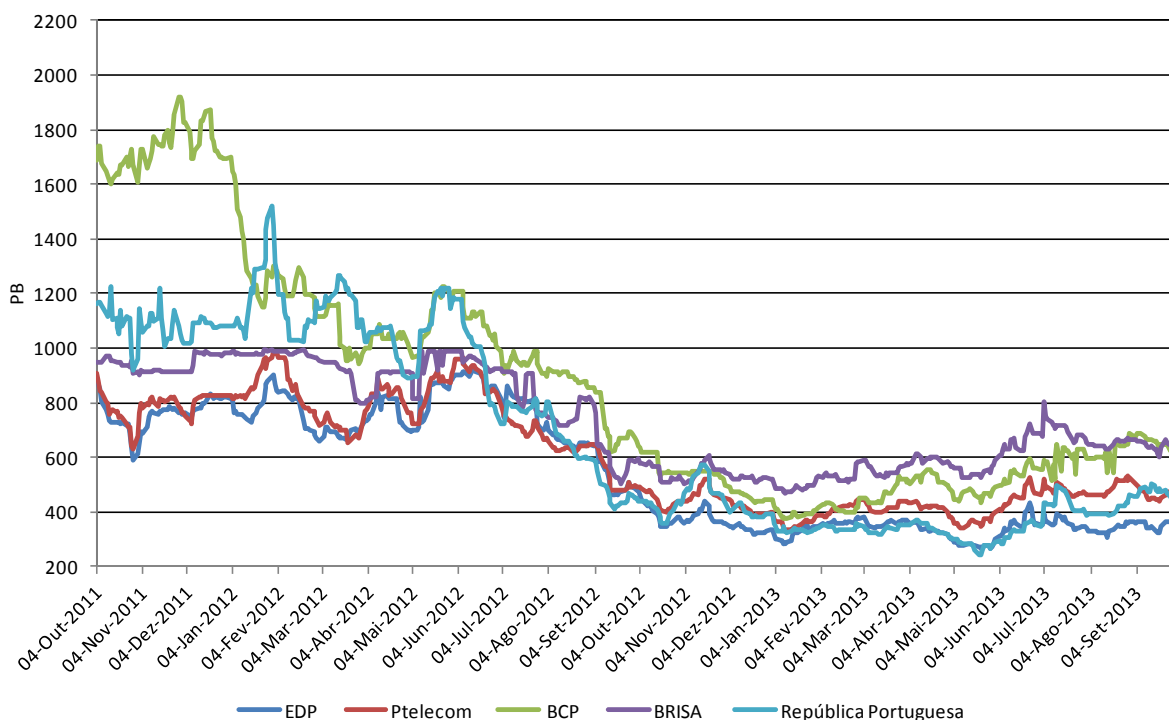
¹ O cenário macroeconómico adotado pela ERSE corresponde à informação disponível até ao dia 30 de setembro de 2013.

comparação com os valores anteriormente definidos pela ERSE, que de uma forma geral se tinham situado próximo ou abaixo de 1%.

A ligação entre as condições de financiamento das empresas reguladas e do conjunto da economia acentuou-se desde o resgate da dívida soberana em abril de 2011. Os *Credit Default Swaps* (CDS) são um dos principais indicadores das condições de financiamento das empresas e dos Estados.

Em 2012 iniciou-se o processo de normalização das condições de financiamento da economia nacional ilustrada pela evolução dos CDS, observável na Figura 2-1. Este processo permitiu que a cotação dos CDS se tivesse mantido relativamente estável ao longo dos nove meses de 2013, com a exceção no início de julho decorrente da crise governamental ocorrida.

Figura 2-1 - CDS a 5 anos (EUR) da República Portuguesa e de 4 empresas portuguesas



Fonte: Reuters

Pela análise da figura verifica-se que, tanto os valores dos CDS da República Portuguesa, como os valores de 4 empresas nacionais nos setores das telecomunicações, energia elétrica, autoestradas e banca, diminuiram, desde o segundo semestre de 2012, para metade ou menos do valor verificado em 2011. No caso dos CDS da República Portuguesa, os valores diminuiram para valores semelhantes aos valores do primeiro trimestre de 2011, antes do pedido de ajuda financeira solicitada por Portugal à UE e ao FMI. No entanto, os valores continuam acima dos valores observados para a economia portuguesa anteriormente a 2011.

Neste contexto, é correto manter-se o *spread* em 2013 ao nível do estabelecido para 2012. Deste modo, para as empresas reguladas do Continente e das Regiões Autónomas, o *spread* no ano t-1, em pontos percentuais, a aplicar sobre a taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, dos valores diários ocorridos entre 1/01 e 15/11 de 2013 (t-1) é de 1,5%.

TAXA A APLICAR PARA O ALISAMENTO QUINQUENAL DO SOBRECUSTO COM A AQUISIÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA A PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL

A Portaria n.º 279/2011, de 17 de outubro de 2011, aprovada no âmbito do n.º 4 do Artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho e alterada pela Portaria n.º 146/2013, de 11 de abril, procede à definição da metodologia de determinação da taxa de juro para o cálculo da anuidade a cinco anos, a aplicar nos sobrecustos com aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial sujeitos ao alisamento quinquenal. O Despacho n.º 15674-B/2013, de 29 de novembro, estabelece os parâmetros para efeitos da remuneração do alisamento quinquenal dos proveitos permitidos para o ano de 2014.

Por aplicação da referida metodologia, a taxa de juro para 2013, a título definitivo é de 5,85%. A título provisório para 2014 e face à evolução dos principais indicadores financeiros observada nos últimos meses, a taxa aplicada provisoriamente é de 4,82%.

CONJUNTO DAS TAXAS DE JURO E SPREADS A APLICAR NO CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS EM 2014

No seguimento do referido, o Quadro 2-3 apresenta as taxas de juros e *spreads* utilizadas no cálculo dos proveitos permitidos para 2014.

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

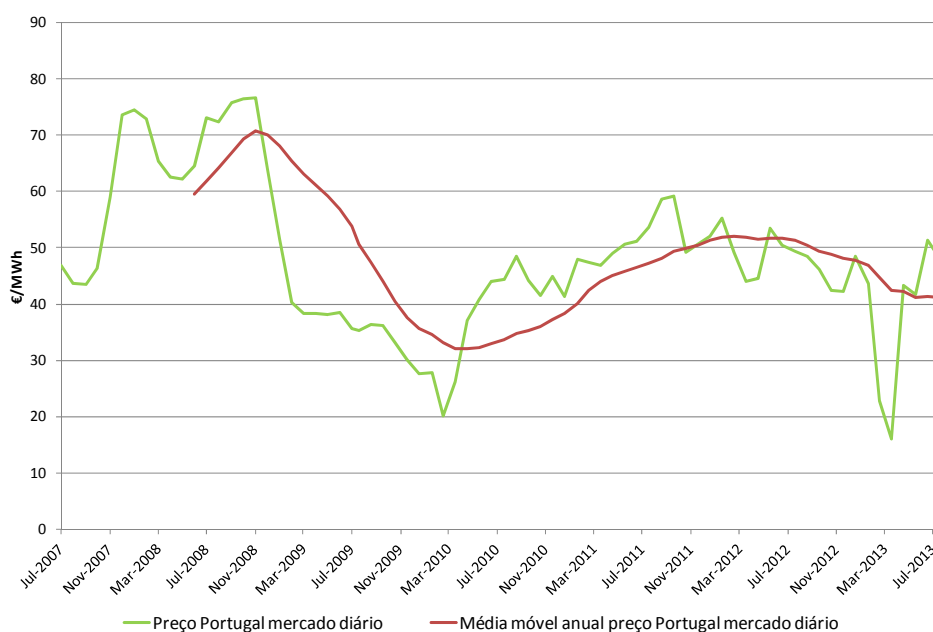
	2014
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de 2012, para cálculo dos ajustamentos de 2012	1,11%
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11, para cálculo dos ajustamentos de 2012 e de 2013	0,54%
<i>Spread</i> no ano 2012 para cálculo dos ajustamentos de 2012	1,50 p.p.
<i>Spread</i> no ano 2013 para cálculo dos ajustamentos de 2012 e dos ajustamentos de 2013	1,50 p.p.
Taxa de juro EURIBOR a três meses, no último dia de junho de 2013, para cálculo das rendas dos défices tarifários	0,72%
<i>Spread</i> dos défices de 2006 e 2007	0,50 p.p.
<i>Spread</i> para a dívida ao abrigo do DL n.º165/2008 titularizada	1,95 p.p.
Taxa definitiva aplicável para o alisamento quinquenal do sobrecusto com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, referente a tarifas de 2013	5,85%
Taxa aplicável para o alisamento quinquenal do sobrecusto com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, referente a tarifas de 2014	4,82%
Taxa média de financiamento da EDP – Energias de Portugal, SA, aplicável ao saldo acumulado da conta de correção de hidraulicidade para 2012	4,00%
Taxa média de financiamento da EDP – Energias de Portugal, SA, aplicável ao saldo acumulado da conta de correção de hidraulicidade para 2013	4,20%

2.3 PREVISÕES DO CUSTO DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA POR PARTE DO CUR PARA FORNECIMENTO AOS CLIENTES

EVOLUÇÃO DOS PREÇOS EM PORTUGAL E ESPANHA

O preço da energia elétrica no mercado diário² da OMEL para Portugal tem evoluído de uma forma descontínua. Registou-se uma diminuição acentuada entre novembro de 2008 (76,7 €/MWh) e março de 2010 (cerca de 20 €/MWh), tendo voltado a crescer até março de 2012. A partir desta data tem-se observado uma diminuição do preço, sujeita a uma grande volatilidade, tendo o preço médio fixado em agosto de 2013 em cerca de 48,4€/MWh para Portugal.

Figura 2-2 - Preços médios do mercado diário em Portugal

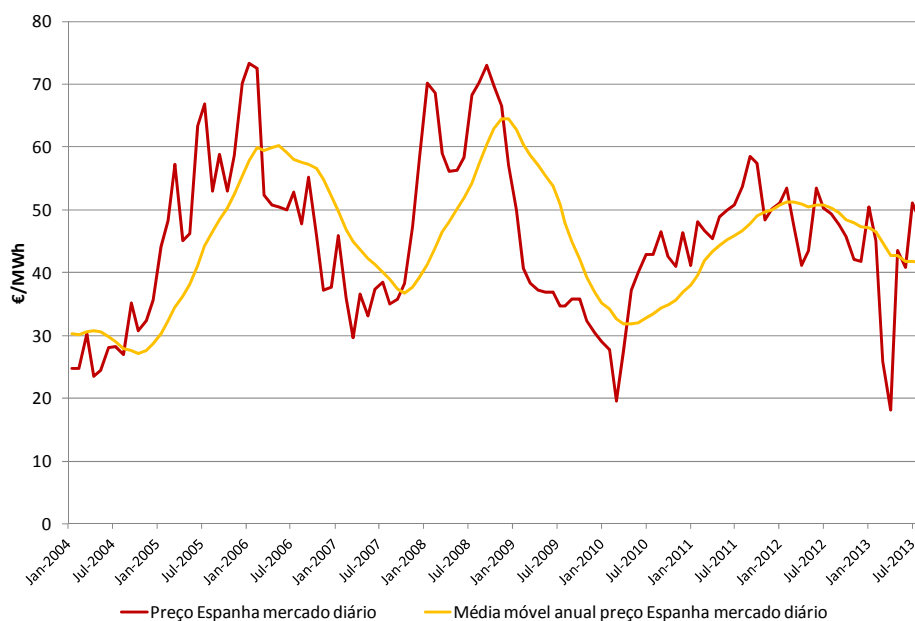


Fonte: OMEL

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

² Média aritmética mensal dos preços horários do mercado diário.

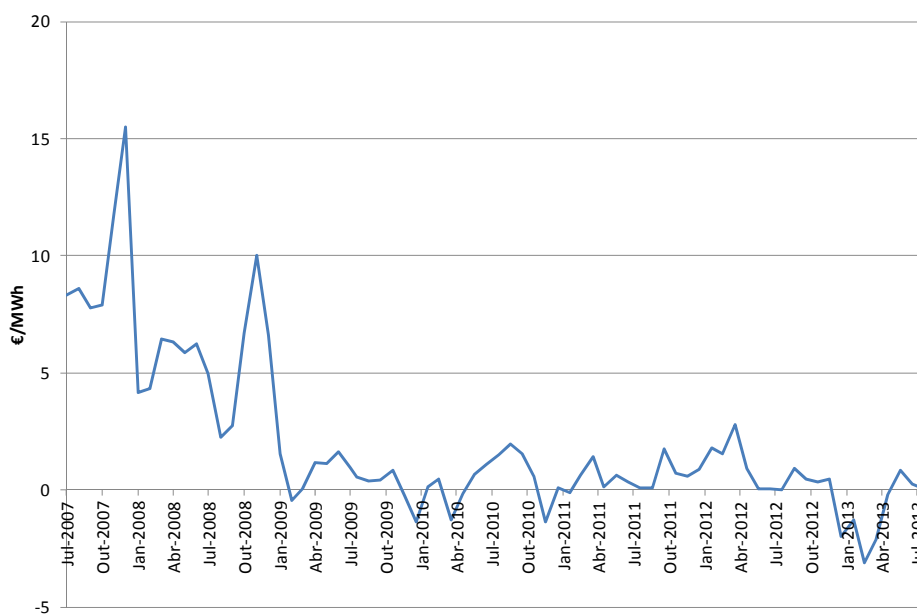
Figura 2-3 - Preços médios do mercado diário em Espanha



Fonte: OMEL

Sublinhe-se que o diferencial de preços entre Portugal e Espanha tem vindo a diminuir desde o arranque do MIBEL em julho de 2007, sendo que os períodos em que a diferença é nula são cada vez mais frequentes e de maior duração.

Figura -2-4 - Diferencial de preço entre Portugal e Espanha

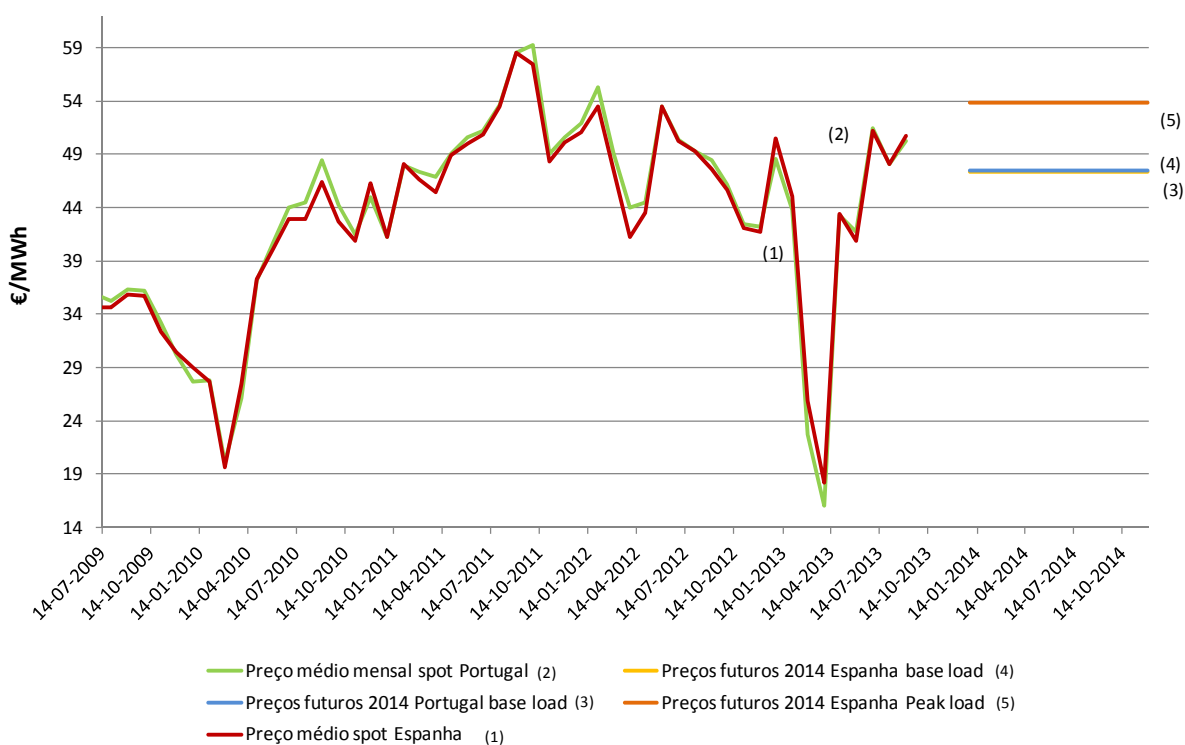


Fonte: OMEL

Face à atual integração dos mercados, cuja tendência deverá intensificar-se, constata-se que os preços de energia elétrica em Portugal estão fortemente dependentes das condições de mercado em Espanha. Com a implementação, em Espanha de um conjunto de medidas que visam diminuir o *deficit* tarifário, alteraram-se as condições de mercado, uma vez que essas medidas materializaram-se na aplicação de impostos que incidem tanto sobre as receitas dos produtores de energia elétrica, como sobre a produção de energia elétrica de origem nuclear ou hídrica bem como, ainda, da aplicação de taxas sobre combustíveis de origem fósseis.

Tendo por base os valores médios observados em outubro de 2013, os preços dos contratos de futuros no OMIP para entregas em 2014 apontam para a diminuição dos valores do preço de energia face aos valores registados em agosto de 2013 em cerca de 1 €/MWh, para 47,3 €/MWh no que diz respeito a contratos *base load* e a um aumento de cerca 6 €/MWh, para 53,8 €/MWh para contratos *peak load*.

Figura 2-5 - Evolução do preço *spot* e dos mercados de futuros



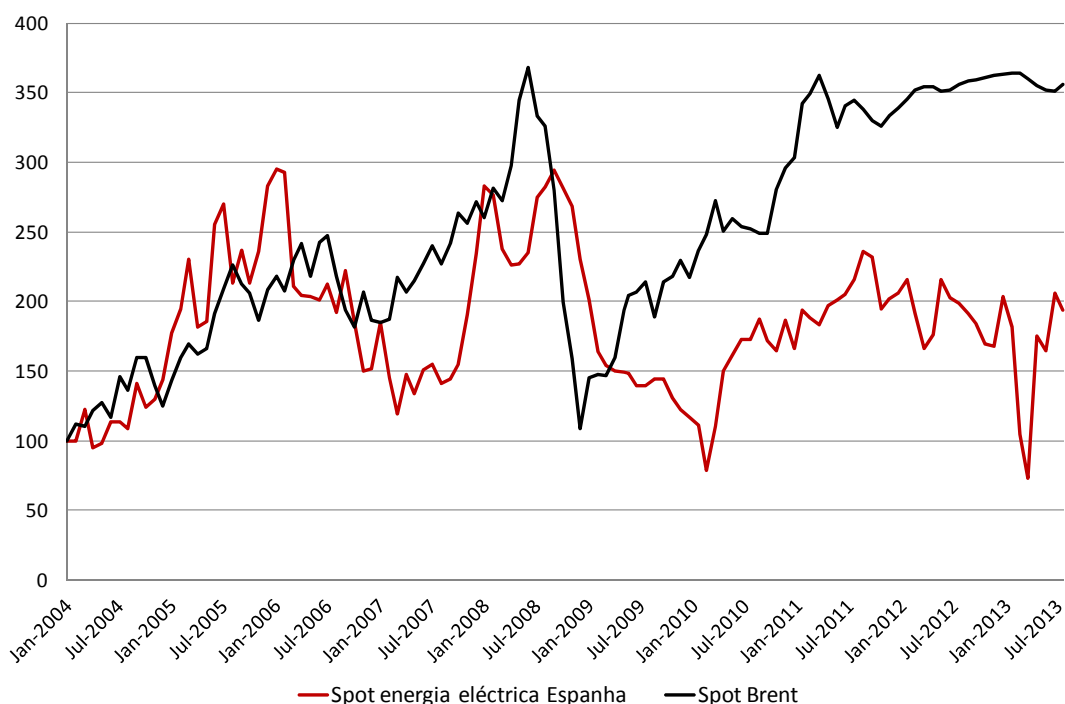
Fonte: OMIP

De seguida efetua-se uma análise aos fatores que justificam a evolução do preço de energia elétrica.

FATORES EXPLICATIVOS DA EVOLUÇÃO DO PREÇO DA ENERGIA ELÉTRICA

A evolução do preço de energia elétrica no mercado *spot* ibérico e o preço do petróleo tem apresentado alguma correlação, como é perceptível na Figura 2-6, principalmente até 2009. Desde então, verifica-se um distanciamento entre a evolução dos preços de energia elétrica no mercado *spot* ibérico e a evolução do preço do petróleo.

Figura 2-6 - Preços médios mensais energia elétrica em Espanha e Brent (euros) base 100 2004



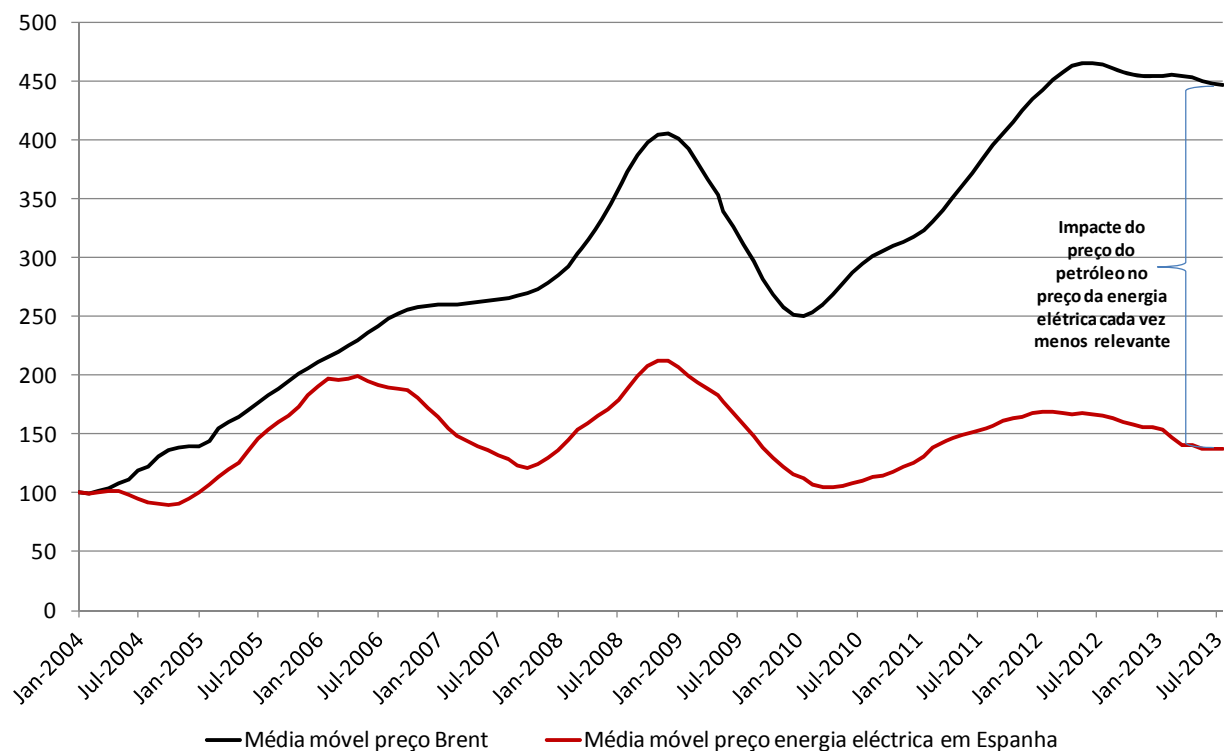
Fonte: OMEL

A correlação entre o preço do petróleo e o preço da energia elétrica observada até 2009 decorreu principalmente do facto das centrais que marcam o preço marginal no mercado grossista serem centrais de ciclo combinado a gás natural. Estas centrais têm de um modo geral subjacentes contratos de aquisição de gás natural cujo preço está indexado ao preço do petróleo ou ao dos seus derivados com um desfasamento entre um e dois trimestres.

De forma a anular eventuais efeitos decorrentes da sazonalidade nos preços e internalizar o efeito decorrente do desfasamento entre o preço do petróleo e o preço do gás natural, na Figura 2-7 comparam-se as médias móveis dos preços da energia elétrica no mercado grossista espanhol, desde 2004³, e do preço do petróleo desfasado em dois trimestres.

³ A referência ao mercado espanhol tem como finalidade obter uma série mais longa.

**Figura 2-7 - Média móvel mensal preços *spot* energia elétrica em Espanha e *Brent* (euros)
base 100 2004**



Fonte: OMEL

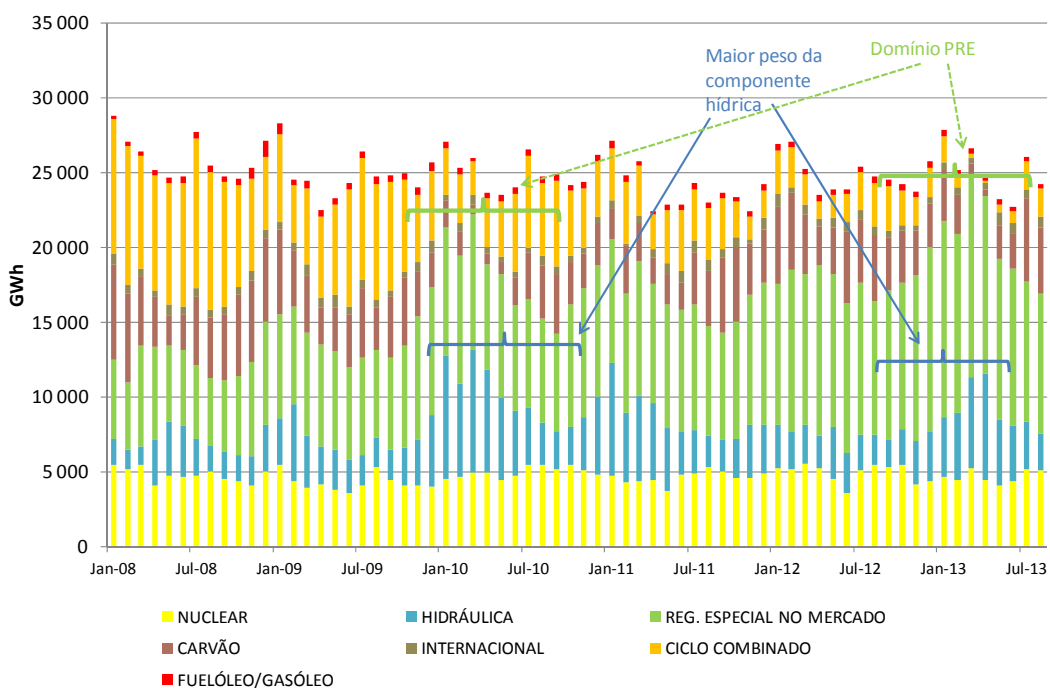
A observação da Figura 2-7 reforça a conclusão de que o impacto do preço do petróleo na formação do preço de energia elétrica é cada vez menor.

Observa-se igualmente que a amplitude do aumento do preço do petróleo tem-se refletido de uma forma cada vez menos acentuada no aumento do preço da energia elétrica.

De modo a melhor serem entendidos os motivos para este desfasamento é analisado o *mix* tecnológico de produção que, para além dos custos dos combustíveis, influencia a evolução do preço de energia elétrica.

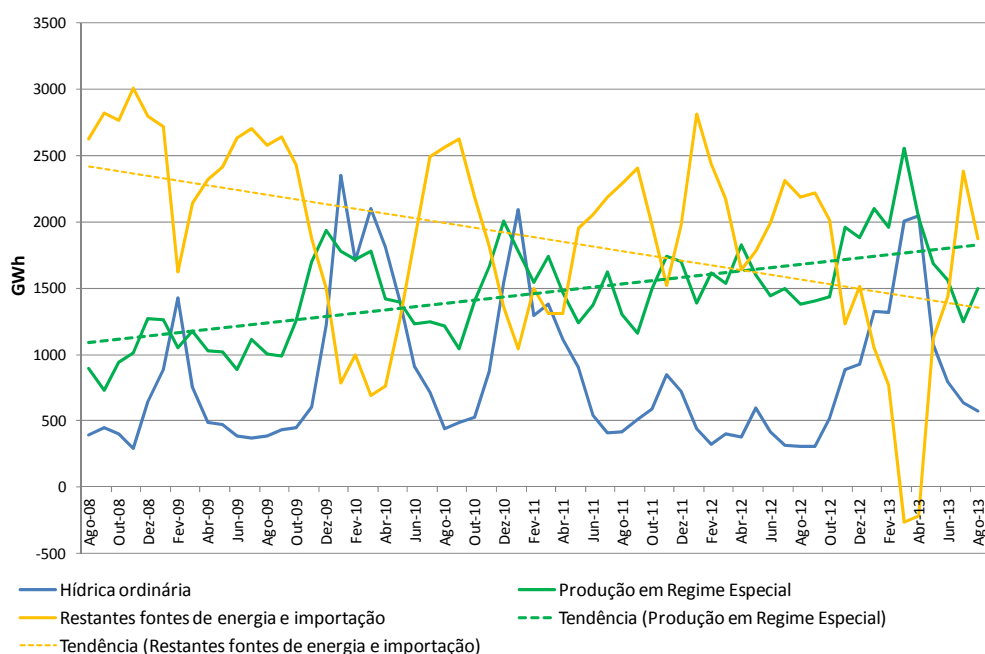
No que diz respeito ao *mix* de produção, tem-se assistido a um aumento contínuo do peso da produção em regime especial, em particular a produção baseada em fontes de energia renováveis.

Figura 2-8 - Energia transacionada por tecnologia



Numa análise focada para o caso português, observa-se na Figura 2-9 que o peso no consumo da produção em regime especial tem vindo a aumentar, enquanto o das centrais hídricas é bastante volátil, refletindo as condições hidrológicas.

Figura 2-9 - Satisfação do consumo referido à emissão



Fonte: REN

O maior diferencial entre o preço de energia elétrica e o preço do petróleo e, conseqüentemente, o preço do gás natural, reflete, assim, a maior dificuldade de colocação da energia elétrica produzida pelas centrais de ciclo combinado em mercado. Este cenário é agravado devido à:

- Queda do consumo de energia elétrica;
- Entrada em funcionamento de novos projetos de produção em regime especial.

O efeito da produção em regime especial no preço de mercado é importante, tendo em conta que o preço final desta fonte de energia não é, de um modo geral, definido no mercado grossista.

De facto, o crescimento da produção em regime especial, bem como a diminuição do consumo de energia elétrica verificada nos últimos anos, estão a conduzir a uma diminuição da procura residual de energia elétrica em mercado, levando, em consequência, à diminuição ou à estagnação do seu preço, pese embora o aumento do preço observável na Figura 2-10 que ocorreu até final de 2012. Em 2013 o preço do Brent apresenta uma ligeira redução.

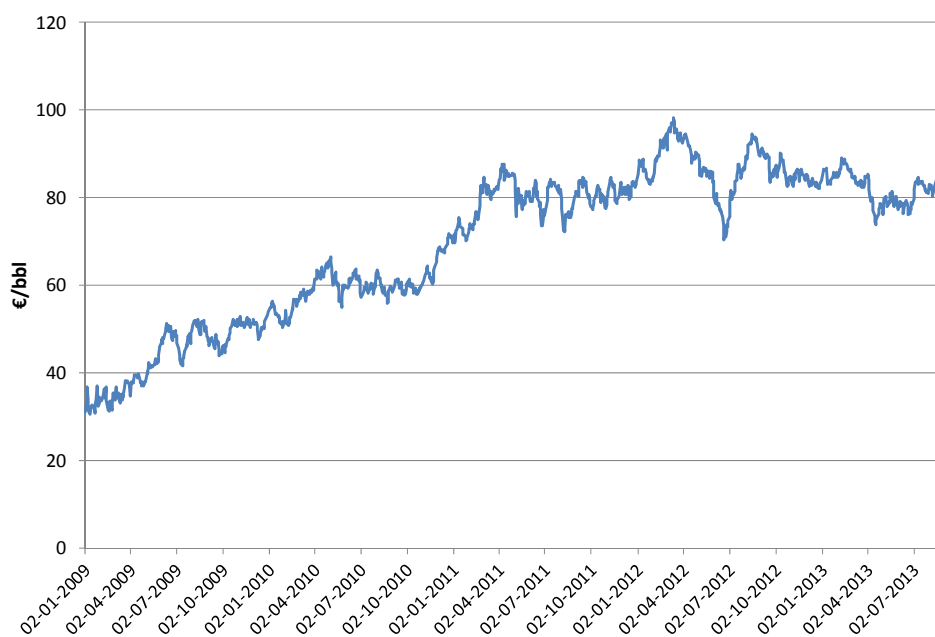
Figura 2-10 - Evolução preço Brent (EUR/bbl) entre 1992 e 2013



Fonte: Reuters

A evolução mais recente do preço do petróleo aponta para a sua estagnação, embora a um nível bastante elevado. A Figura 2-11 apresenta a evolução do preço do petróleo desde 2009, permitindo verificar que o preço manteve-se estável desde agosto de 2012 entre 80€/bbl e 90€/bbl.

Figura 2-11 - Evolução preço diário Brent (EUR/bbl) entre 2009 e 2013



Fonte: Reuters

Os dados disponíveis à data para os preços no mercado de futuros do petróleo para entrega no final do próximo ano apontam para valores na ordem dos 75 €/bbl.

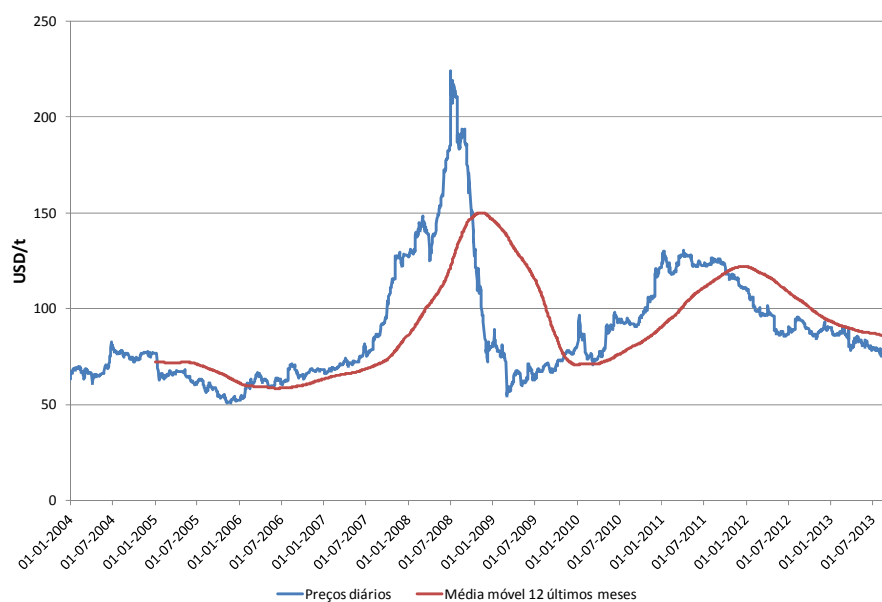
Figura 2-12 - Preço de futuros petróleo Brent para entrega em dezembro de 2014



Fonte: Reuters (dados 20013/10/07)

No caso do carvão, o gráfico seguinte mostra que o seu preço tem diminuído, embora ligeiramente, desde janeiro de 2011, tornando as centrais a carvão mais competitivas face às centrais de ciclo combinado a gás natural. Deste modo, a evolução do preço do carvão, comparativamente com o dos restantes combustíveis, constitui mais um fator justificativo para o desacoplamento entre o preço da energia elétrica e o preço do petróleo.

Figura 2-13 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (USD/t)



Fonte: Reuters

**Figura 2-14 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (euros /t)
base 100 2008**



Fonte: Reuters

PREVISÕES

Se as previsões para as entregas de energia elétrica em 2014, plasmadas no mercado de futuro de energia elétrica do OMIP, se confirmarem, o preço para o próximo ano deverá ser mais elevado do que o valor médio em 2013, verificado até à data, do preço no mercado *spot* de energia elétrica para Portugal, que se situa em torno dos 45 €/MWh⁴.

Quadro 2-4 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR⁵ para fornecimento dos clientes para 2013 e para 2014

	2013		2014
	Tarifas 2013	Estimativa 2013 (valores reais até Setembro)	Tarifas 2014
Preço médio de aquisição do CUR em Portugal €/MWh	62,0	47,9	59,0
Preço petróleo EUR/bbl	85,6	82,4	81,6
Índice de produtividade hidroelétrica	1,0	1,2	1,0

Assim, o preço médio diário no mercado *spot* de energia elétrica previsto para 2014 em Portugal é cerca de 53,5 €/MWh. Este preço tem por base a observação do mercado de futuros, *peak e base load*, e internaliza os riscos decorrentes de eventuais fatores de instabilidade macroeconómicos ou legislativos perceptíveis, por exemplo, na volatilidade em sentido ascendente observado no início do mês de outubro de 2013 nos preços dos futuros para entrega em 2014. Acrescentando a este preço base o acerto devido ao perfil horário de compras de energia elétrica por parte do CUR (cada vez mais associado às horas de ponta e cheia, devido ao maior peso da BTN), bem como dos custos com os serviços de sistema e dos desvios do CUR, obtém-se um custo médio de aquisição de energia elétrica para 2014 de cerca de 59 €/MWh.

⁴ Preços à fronteira - Se a este preço for adicionado o acerto ao preço de mercado base devido ao perfil horário de compras de energia elétrica por parte do CUR, bem como os custos com os serviços de sistema e com os desvios do CUR, o custo médio de aquisição de energia elétrica para 2013 deverá ser cerca de 48 €/MWh. Este preço é inferior ao preço previsto nas tarifas de 2013 para 2013, em grande parte como consequência de condições de hidraulicidade mais favoráveis e da estagnação do preço do petróleo, ocorrida em 2013.

⁵ O custo médio de aquisição do CUR em Portugal inclui os serviços de sistema, o acerto ao preço base decorrente do perfil de compras e os desvios decorrentes de aquisição do CUR em mercado.

Quadro 2-5 - Componentes do custo médio de aquisição dos clientes previsto para 2014

	€/MWh
	2014
Preço médio de energia elétrica em Portugal	53,5
Acerto ao preço de mercado diário devido ao perfil de compra do CUR	2,3
Custo unitário acerto de contas e serviços de sistema	3,2
Custos médio de aquisição de energia elétrica para fornecimento	59,0

2.4 ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES COM IMPACTE NOS PROVEITOS PERMITIDOS DE 2014

Para o período de regulação de 2012 a 2014, entraram em vigor diversas alterações regulamentares, que abrangem o Regulamento de Relações Comerciais (RRC), o Regulamento Tarifário (RT) e o Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações (RARI) do setor elétrico, e que, simultaneamente, incorporaram as alterações legislativas ocorridas no ano de 2011 e até outubro de 2012.

Durante o ano de 2013 foram publicados diversos diplomas legais, que se resumem no quadro seguinte, e que têm impacto na atuação da ERSE, em particular no cálculo dos proveitos permitidos das atividades reguladas para 2014.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO EM 2014

Principais condicionantes da determinação dos proveitos

Diploma	Descrição	Atividade regulada	Efeitos
Diretiva n.º 1/2013, de 2 de janeiro	Procede à revogação, com efeitos a partir de 1 de janeiro de 2013, do disposto no Capítulo III e no Artigo 2.º do Anexo II do Despacho n.º 11210/2008, de 17 de abril.	REN Trading – Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	Redução de proveitos permitidos
Decreto-Lei n.º 32/2013, de 26 de fevereiro	Procede à terceira alteração ao Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, retificado pela Declaração de Retificação n.º 1-A/2005, de 17 de janeiro, e alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 199/2007, de 18 de maio, e 264/2007, de 24 de julho, no sentido de prever a possibilidade de redução das taxas nominais que incidem sobre os encargos previstos na alínea a) do n.º 4 do Artigo 5.º desse Decreto-Lei.	EDP D – Atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	Redução de proveitos permitidos
Portaria n.º 85-A/2013, de 27 de fevereiro	Procedeu à redução da taxa nominal prevista na subalínea iv) da alínea b) do número 4 do Artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, utilizada no cálculo da anuidade da parcela fixa dos CMEC.	EDP D – Atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	Redução de proveitos permitidos
Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro	Prevê a possibilidade dos titulares dos centros electroprodutores eólicos submetidos ao regime remuneratório da eletricidade previsto no anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, na redação aplicável antes da data de entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, de adesão a um regime remuneratório alternativo durante um período adicional de cinco ou sete anos após o termo dos períodos iniciais de remuneração garantida atualmente em curso, mediante a assunção do compromisso de contribuir para a sustentabilidade do SEN, através do pagamento de uma compensação. Estabelece também um prazo máximo para a manutenção, pelas pequenas centrais hídricas submetidas ao regime remuneratório da eletricidade previsto no anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, na redação aplicável antes da data de entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, das condições remuneratórias resultantes desse regime.	EDP SU – Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	Diminuição do sobrecusto de aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO EM 2014

Principais condicionantes da determinação dos proveitos

Diploma	Descrição	Atividade regulada	Efeitos
Decreto-Lei n.º 38/2013, de 15 de março	Transpõe para a ordem jurídica nacional um conjunto de disposições europeias relativas ao regime comunitário do comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa, designadamente a Diretiva n.º 2009/29/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril de 2009. Em particular, dispõe que a partir de 2013 as licenças de emissão, que não sejam atribuídas a título gratuito, são leiloadas e que as receitas destes leilões, que constituem receita do Fundo Português de Carbono, devem ser aplicadas em ações que contribuam para um desenvolvimento assente numa economia competitiva e de baixo carbono. A respeito dos montantes que serão transferidos para o SEN, refere que deverão ser utilizados na compensação do sobrecusto da produção em regime especial a partir de fontes de energia renovável.	EDP SU - Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	Diminuição do sobrecusto de aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial
Portaria n.º 145/2013, de 9 de abril	Procede à aprovação das taxas previstas no n.º 3 do Artigo 2.º e no n.º 3 do Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro, aplicáveis, respetivamente, ao diferimento dos sobrecustos com CMEC e ao diferimento dos sobrecustos com CAE.	EDP D – Atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte REN Trading – Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	Acréscimo de proveitos permitidos
Portaria n.º 146/2013, de 11 de abril	Procede à primeira alteração da Portaria n.º 279/2011, de 17 de outubro, e define os valores de determinados fatores a aplicar para efeitos da remuneração do alisamento quinzenal dos proveitos permitidos para o ano de 2013.	EDP SU - Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	Redução de proveitos permitidos

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO EM 2014

Principais condicionantes da determinação dos proveitos

Diploma	Descrição	Atividade regulada	Efeitos
Portaria n.º 172/2013, de 3 de maio	Estabelece o regime de verificação da disponibilidade dos centros electroprodutores que beneficiem de mecanismos de remuneração, subsídio ou participação que tenham em consideração, para efeitos da sua aplicação ou cálculo, a disponibilidade desses centros. Em particular a portaria aplica-se aos centros electroprodutores que recebem o incentivo à garantia de potência e aos que beneficiem da compensação pecuniária correspondente aos CMEC.	REN - Atividade de Gestão Global do Sistema REN Trading – Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial EDP D – Atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	Não quantificável em termos de proveitos permitidos
Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho	Prevê a criação de um mecanismo regulatório, com incidência na componente dos CIEG da tarifa de Uso Global do Sistema, destinado a corrigir o desequilíbrio entre produtores de energia elétrica, originado por distorções resultantes de eventos externos ao mercado grossista da eletricidade e, de igual modo, evitar que o funcionamento anómalo do mercado se repercuta nos produtores e consumidores portugueses.	EDP SU - Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	Redução de proveitos permitidos
Portaria n.º 215-A/2013, de 1 de julho	Altera os parâmetros e o limite máximo da remuneração do serviço de interruptibilidade, previstos na Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, alterada pelas Portarias n.ºs 1308/2010, de 23 de dezembro, 71/2011, de 10 de fevereiro, e 200/2012, de 2 de julho, e na Portaria n.º 1308/2010, de 23 de dezembro, alterada pelas Portarias n.ºs 268/2011, de 16 de setembro, e 200/2012, de 2 de julho. Estabelece ainda as regras aplicáveis à repercussão tarifária dos montantes pagos pelo operador da rede de transporte, responsável pela liquidação e faturação do serviço de interruptibilidade.	REN - Atividade de Gestão Global do Sistema	Acréscimo de proveitos permitidos

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO EM 2014

Principais condicionantes da determinação dos proveitos

Diploma	Descrição	Atividade regulada	Efeitos
Portaria n.º 231/2013, de 22 de julho	Aprova os requisitos técnicos e funcionais dos contadores inteligentes, bem como regras relativas à disponibilização de informação e faturação e, bem assim, ao financiamento dos custos inerentes à respetiva instalação, ao abrigo do disposto nos n.ºs 4 e 5 do Artigo 78.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, alterado pelos Decretos-Lei n.ºs 104/2010, de 29 de setembro, 78/2011, de 20 de junho, 75/2012, de 26 de março, 112/2012, de 23 de maio, e 215 -A/2012, de 8 de outubro, que operou a sua republicação. Define ainda que a ERSE efetua de dois em dois anos uma avaliação económica de longo prazo de todos os custos e benefícios para o mercado, em particular para os clientes finais, da substituição dos equipamentos existentes por contadores inteligentes, que deverá contemplar uma atualização dos principais pressupostos da análise.	EDP D – Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	Não quantificável em termos de proveitos permitidos
Despacho n.º 10244/2013, de 5 de agosto	Procede à aprovação dos termos de referência dos estudos a elaborar pela ERSE ao abrigo do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho.	EDP SU - Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	Redução de proveitos permitidos
Portaria prevista no número 5 do Artigo 17.º do Decreto-Lei n.º 38/2013, de 15 de março (a aguardar publicação)	Estabelece os procedimentos de repartição das receitas geradas pelos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa, incluindo o plano anual de utilização das receitas e o modo de articulação do Fundo Português de Carbono com os organismos do SEN na alocação e utilização dessas receitas, bem como os montantes a deduzir à tarifa de Uso Global do Sistema.	EDP SU - Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	Diminuição do sobrecusto de aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial
Portaria n.º 288/2013, de 20 de setembro	Estabelece o procedimento de elaboração, incluindo calendário e demais trâmites, do estudo sobre os impactos de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia e os seus efeitos redistributivos nas diversas rubricas de proveitos que influem nas tarifas de energia elétrica, previsto no n.º 1 do Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 74/2013	EDP SU - Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	Redução de proveitos permitidos

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO EM 2014

Principais condicionantes da determinação dos proveitos

Diploma	Descrição	Atividade regulada	Efeitos
Despacho n.º 12955-A/2013, de 10 de outubro	Despacho do Gabinete do Secretário de Estado de Energia, previsto no artigo 3.º da Portaria n.º 288/2013, de 20 de setembro, que define o montante de CIEG a repercutir nos produtores de energia elétrica em regime ordinário e outros produtores que não estejam enquadrados no regime de remuneração garantida, através dos termos tarifários da Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar à energia elétrica injetada na rede por esses produtores.	EDP SU - Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	Redução de proveitos permitidos
Portaria n.º 301-A/2013 de 14 de outubro	Estabelece a metodologia de determinação da taxa de remuneração a aplicar aos terrenos de afetos ao domínio público hídrico na posse da concessionária da Rede Nacional de Transporte	REN - Atividade de Gestão Global do Sistema	Redução de proveitos permitidos
Despacho n.º 15 260/2013, de 22 de novembro	Despacho que estabelece o limite máximo de variação da tarifa social de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso para 2014	REN Trading – Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial EDP D – Atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	Redução de proveitos permitidos
Despacho n.º 15674-B/2013, de 29 de novembro	Estabelece os parâmetros a utilizar em 2014 para determinação da taxa da remuneração a aplicar à transferência intertemporal de proveitos permitidos referentes aos sobrecustos com a aquisição de eletricidade a produtores em regime especial.	EDP SU - Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	Redução de proveitos permitidos

As medidas legislativas acima mencionadas, têm reflexo na revisão regulamentar que acompanha as tarifárias para 2014, a qual tem como objetivo adaptar o Regulamento Tarifário ao quadro jurídico nacional vigente, designadamente nas seguintes matérias:

- Medidas mitigadoras do sobrecusto da produção em regime especial decorrentes da aplicação dos Decretos-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro, n.º 35/2013, de 28 de fevereiro, e n.º 38/2013, de 15 de março;
- Mecanismo regulatório para assegurar equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho;
- Alteração da taxa de remuneração dos terrenos de domínio público hídrico, afetos à REN, decorrente da aplicação da Portaria n.º 301-A/2013, de 14 de outubro;
- Alteração dos parâmetros e do limite máximo da remuneração do serviço de interruptibilidade, decorrente da publicação da Portaria n.º 215-A/2013, de 1 de julho, que estabelece ainda as regras aplicáveis à repercussão tarifária dos montantes pagos pelo operador da rede de transporte, responsável pela liquidação e faturação do serviço de interruptibilidade.

Adicionalmente, estas tarifas já incorporam a revisão do Regulamento Tarifário que introduz o mecanismo de correção dos desvios provisórios ocorridos ao nível do custo com capital das atividades reguladas.

3 ATIVIDADE 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 atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, adquire energia elétrica produzida pelas centrais com CAE e revende-a em regime de mercado. A diferença entre os custos de aquisição desta energia elétrica, 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 3-1 apresenta os valores do sobrecusto com os CAE previsto pela ERSE para 2014, do sobrecusto estimado para 2013, bem como do verificado em 2012.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO EM 2014

Atividade desenvolvida pelo Agente Comercial (sobrecusto CAE)

Quadro 3-1 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE previsto para 2014

Unidade: 10³ EUR

		2012	2013	2014	[(3)-(1)]/(1)	[(3)-(2)]/(2)
		Verificado	Tarifas 2014	Tarifas 2014	%	%
		(1)	(2)	(3)		
Encargo de Potência						
(1a)	Tejo Energia	112 462	107 703	108 197	-3,8%	0,5%
(1b)	Turbogás	107 885	110 067	109 537	1,5%	-0,5%
(1)=(1a)+(1b)	Total	220 348	217 770	217 734	-1,2%	0,0%
Encargo de Energia						
(2a)	Tejo Energia	122 728	81 251	98 908	-19,4%	21,7%
(2b)	Turbogás	209 683	42 144	57 473	-72,6%	36,4%
(2)=(2a)+(2b)	Total	332 411	123 395	156 381	-53,0%	26,7%
Licenças de CO₂						
(3a)	Tejo Energia	3 657	11 463	14 122	286,2%	23,2%
(3b)	Turbogás	-1 402	918	1 331	-195,0%	45,0%
(3c)	Receitas decorrentes trocas de licenças EUA por CER	-177	0	-	-	-
(3)=(3a)+(3b)	Total	2 078	12 381	15 454	643,7%	-
Receitas sem serviços de sistema						
(4a)	Tejo Energia	204 042	139 896	201 380	-1,3%	43,9%
(4b)	Turbogás	154 980	29 319	44 899	-71,0%	53,1%
(4)=(4a)+(4b)	Total	359 022	169 215	246 279	-31,4%	45,5%
Receitas com reserva e regulação terciária						
(5a)	Tejo Energia	11 605	7 686	9 085	-21,7%	18,2%
(5b)	Turbogás	5 091	4 619	6 427	26,2%	39,2%
(5)=(5a)+(5b)	Total	16 696	12 305	15 512	-7,1%	26,1%
Saldo VPP						
(6a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(6b)	Turbogás	0	0	0	-	-
(6)=(6a)+(6b)	Total	0	0	0	-	-
Pagamentos da tarifa de URT a aplicar aos produtores com CAE						
(7a)	Tejo Energia	1 365	1 607	1 842	-	14,6%
(7b)	Turbogás	1 747	503	528	-	5,0%
(7)=(7a)+(7b)	Total	3 112	2 110	2 370	-	12,3%
Outros Custos						
(8a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(8b)	Turbogás	0	0	0	-	-
(8)=(8a)+(8b)	Total	0	0	0	-	-
Diferencial de custo (sobrecusto CAE)						
(9a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)+(7a)+(8a)	Tejo Energia	24 565	54 442	12 604	-48,7%	-76,8%
(9b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)+(7b)+(8b)	Turbogás	157 843	119 695	117 544	-25,5%	-1,8%
(9c)=(3c)	Receitas decorrentes trocas de licenças EUA por CER	-177	0	0	-	-
(10)=(9a)+(9b)+(9c)	Total	182 231	174 137	130 149	-28,6%	-25,3%

Os encargos de potência previstos para 2014 estão em linha com os valores estimados para o de 2013, o que decorre da evolução prevista das variáveis monetárias que influenciam estes encargos, designadamente as taxas de juro e a inflação (IPC-h). No que diz respeito aos encargos de energia, a Turbogás deverá apresentar em 2014 um valor inferior ao ocorrido em 2012, em cerca de três quartos, como resultado do segundo aditamento ao Acordo de Gestão de Consumo de gás natural e a consequente diminuição das quantidades de gás natural sujeitas à cláusula de *take-or-pay*, para cerca

de 25% das quantidades anteriormente em vigor. O aumento dos encargos de energia por parte da central da Tejo Energia face ao valor estimado para 2013 em cerca de 22% resulta do efeito conjugado de aumento da produção prevista de energia elétrica para esta central, em cerca de 18% e do aumento do custo unitário variável em cerca de 3%.

Prevê-se que as receitas de venda de energia elétrica da central da Tejo Energia cresçam significativamente devido ao aumento do preço de energia elétrica e da produção da central. Registe-se que a elevada hidraulicidade verificada em 2013 é um dos fatores que contribui negativamente para a produção de energia elétrica desta central em 2013. No caso da central da Turbogás, o acréscimo de receitas de venda de energia resulta essencialmente do aumento do preço de mercado.

Quadro 3-2 - Principais pressupostos do cálculo do sobrecusto previsto para 2014

Preço mercado		
(preço médio mensal para Portugal)	€/MWh	53,5
<hr/>		
Tejo Energia	Quantidades GWh	3 246
	Custo variável EUR/MWh	30,5
<hr/>		
Turbogás	Quantidades GWh	773
	Custo variável EUR/MWh	74,4

PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA DO AGENTE COMERCIAL

O montante de proveitos permitidos ao Agente Comercial na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica é dado pela expressão estabelecida de acordo com o n.º 1 do Artigo 73.º do Regulamento Tarifário. O Quadro 3-3 apresenta as várias parcelas que estão na origem dos 163 549 milhares de euros, referentes aos proveitos permitidos de 2014.

Quadro 3-3 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica

		Unidade 10 ³ EUR	
		Tarifas 2013	Tarifas 2014
A=1+2-3	Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE	162 929	130 149
1	Custos com aquisição de energia elétrica, aos produtores com CAE	456 544	389 570
2	Outros custos, designadamente, custos com pagamentos da tarifa de URT a aplicar aos produtores com CAE	3 618	2 370
3	Proveitos com a venda da energia elétrica dos produtores com CAE	297 232	261 791
B=4+5+6*7	Custos de funcionamento no âmbito da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	1 064	1 224
4	Custos de exploração da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica (valor líquido)	1 049	1 214
5	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	13	10
6	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, líquido de amortizações e participações	17	5
7	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	9,00%	9,00%
C	Valor previsto estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de CVEE do Agente Comercial, no ano t-1	-13 317	-13 411
D	Adiamento do ajustamento no ano t, dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, tendo em conta os valores ocorridos em t-1	13 317	0
E	Ajustamento no ano t, dos proveitos permitidos da atividade de CVEE do Agente Comercial, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-13 975	-18 764
F=A+B-C-D-F	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a transferir para a GGS	177 969	163 549

4 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT

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

Neste ponto apresentam-se os proveitos permitidos, bem como a descrição e justificação das decisões tomadas pela ERSE respeitantes às atividades reguladas da entidade concessionária da RNT para 2013. Identificam-se também as principais decisões de gestão tomadas pela REN com impacto no valor dos proveitos permitidos no ano de 2014.

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

INFORMAÇÃO ENVIADA

A informação enviada pela REN respeitante aos anos de 2012 a 2014 inclui nomeadamente:

- Balanços de energia elétrica.
- Orçamento de investimentos e caracterização física das obras.
- Auditoria à aplicação do mecanismo de custos de referência para o ano de 2011.
- Informação económica das atividades 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 2011 a 2013.

4.1 ATIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

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

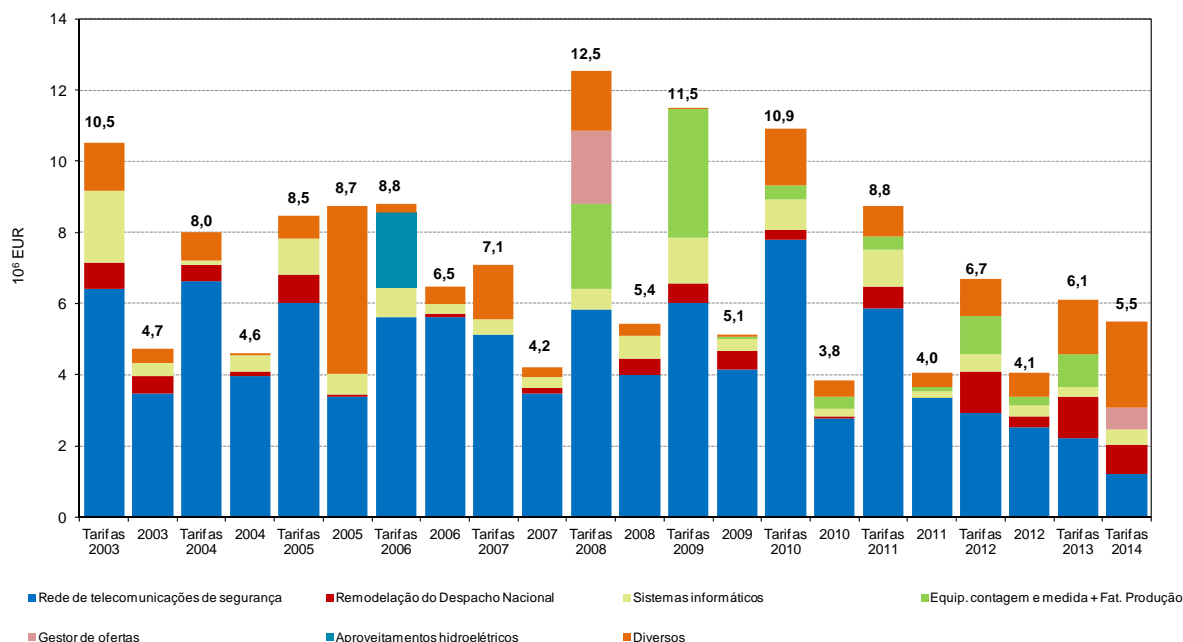
As variações ocorridas no custo unitário da GGS resultam, essencialmente, dos custos decorrentes de política energética, ambiental ou de interesse económico geral imputados a esta tarifa, os quais serão objeto de análise neste ponto.

4.1.1 CUSTOS DIRETAMENTE RELACIONADOS COM A ATIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

A atividade de Gestão Global do Sistema é regulada por remuneração dos ativos em exploração e por custos aceites em base anual, ambos objeto de ajustamento *a posteriori*.

Na Figura 4-1 pode ser observada a evolução dos valores de investimento ocorridos entre 2003 e 2012, bem como os valores aceites pela ERSE no cálculo das tarifas de 2003 a 2014.

Figura 4-1 - Investimento a custos técnicos na atividade de Gestão Global do Sistema entre 2003 e 2014



Da análise da Figura 4-1, verifica-se que nesta atividade o grau de realização do investimento específico só superou o previsto em tarifas no ano de 2005. Realça-se também que, no período de 2010 a 2012 (últimos anos com valores reais), verificou-se o menor nível de investimento no período em análise.

Quadro 4-1 - Custos de exploração líquidos de proveitos de exploração que não resultam da aplicação da tarifa de UGS

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2013	Tarifas 2014	Desvio (Tarifas 2014 - Tarifas 2013)	
			Valor	%
Materiais Diversos	0	0	0	-
Fornecimentos e Serviços Externos	15 443	13 640	-1 803	-11,7%
Gastos com Pessoal	4 988	5 641	653	13,1%
Outros Gastos Operacionais	1 375	1 924	549	39,9%
Impostos	325	258	-68	-20,9%
Provisões	0	0	0	-
Custos regulação	22 131	21 462	-669	-3,0%
Prestação de serviços	363	81	-282	-77,6%
Outros Proveitos Operacionais	1 634	1 965	332	20,3%
Trabalhos Própria Empresa	1 222	825	-397	-32,5%
Rendas de Prédios	24	22	-2	-9,4%
Proveitos regulação	3 243	2 894	-349	-10,8%
Custos de exploração líquidos dos proveitos de exploração que não resultam da aplicação das tarifas de UGS	18 888	18 568	-320	-1,7%

Na análise do Quadro 4-1 verifica-se uma redução acentuada dos fornecimentos e serviços externos e dos impostos, em contrapartida da rubrica de gastos com pessoal e outros gastos operacionais. Os aumentos verificados ao nível dos gastos estão associados, sobretudo, a custos de conservação e reparação e serviços informáticos associados à Gestão do Sistema, à plataforma de funcionamento do Mercado de Serviços de Sistema, aos sistemas informáticos para suportar os contratos de interruptibilidade. Os outros custos operacionais incluem em 2013 e em 2014 o valor dos serviços de sistema de Tunes no montante de 1 800 milhares de euros e de 1 900 milhares de euros, respetivamente.

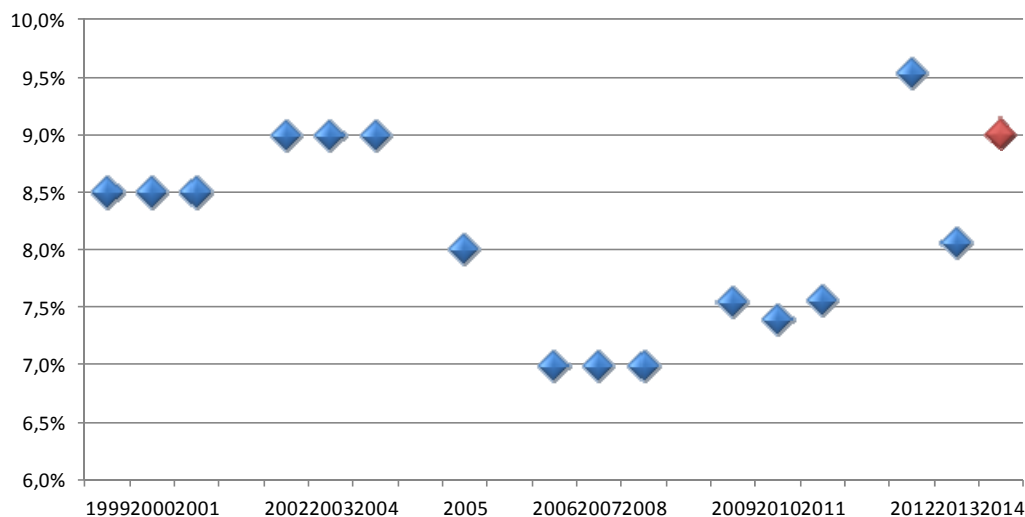
TAXA DE REMUNERAÇÃO DO ATIVO

A Figura 4-2 apresenta a evolução da taxa de remuneração dos ativos fixos da atividade de Gestão Global do Sistema. No atual período regulatório, a taxa de remuneração resultou das *yield* das obrigações de longo prazo dos 5 principais países da zona Euro cotados AAA⁶, fixada para o período de regulação, acrescida de um majorante que internaliza o prémio de risco de mercado. Este majorante está

⁶ Foram considerados a Alemanha, Áustria, Finlândia, Holanda e França.

parcialmente indexado à cotação média diária dos CDS da República Portuguesa a 5 anos, calculada nos 12 meses terminados no mês de setembro ao que diz respeito as tarifas.

Figura 4-2 - Taxa de remuneração dos ativos líquidos de amortizações na atividade de GGS



De notar que em 2014 a taxa apresentada corresponde à definida aquando da fixação de parâmetros, sendo a mesma ajustada definitivamente ao valor real nos proveitos permitidos do próximo ano.

Os proveitos permitidos de 2014 incluem o ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2013, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2014 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é de 158 milhares de euros⁷.

CUSTOS COM INTERRUPTIBILIDADE

Para o ano de 2014 foi considerado um montante previsional de 78 000 milhares de euros, relativo aos custos com o serviço de interruptibilidade prestado pelas instalações de consumo ao abrigo da Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, alterada pela Portaria n.º 1308/2010, de 23 de dezembro, e pela Portaria n.º 215-A/2013, de 1 de julho. Este montante decompõe-se nas seguintes parcelas:

- 12 519 milhares de euros, correspondente à estimativa para o custo com o serviço de interruptibilidade prestado no segundo semestre do ano de 2013, por instalações abastecidas em Muito Alta Tensão e que tenham uma potência média anual superior a 50 MW. A este valor

⁷ Um desvio positivo significa um valor a devolver ao sistema.

acrescem 481 milhares de euros de encargos financeiros, determinados por aplicação da taxa definida no número 2 do artigo 12.º-A da Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, com a redação dada pela Portaria n.º 215-A/2013.

- 65 000 milhares de euros, correspondente à previsão para os custos com o serviço de interruptibilidade em 2014, a prestar pelas instalações de consumo não abrangidas pelo número 5 do artigo 2.º da Portaria n.º 1308/2010 com a redação dada pela Portaria n.º 215-A/2013.

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

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

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

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

Quadro 4-2 - Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas

Unidade: 10³ EUR

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	T2013	T2014
Custo RAA												
% da RAA na UGS ⁽¹⁾	12,04%	13,60%	12,14%	0,00%	0,52%	8,7%	36,7%	9,6%	3,4%	7,1%	6,9%	5,9%
sobrecusto RAA	30 103	40 079	48 187	0	3 442	83 236	47 342	79 103	55 598	112 120	109 829	93 570
% sobrecusto na TVCF	0,77%	0,98%	1,08%	0,00%	0,07%	1,65%	0,95%	3,20%	1,07%	2,00%	1,96%	1,67%
Custo RAM												
% da RAM na UGS ⁽¹⁾	9,7%	9,6%	6,7%	0,0%	0,1%	5,3%	30,0%	9,0%	2,0%	5,8%	6,3%	5,3%
sobrecusto RAM	24 159	28 402	26 473	0	894	50 576	38 686	74 198	33 082	91 272	99 808	84 308
% sobrecusto na TVCF	0,62%	0,69%	0,59%	0,00%	0,02%	1,00%	0,78%	3,00%	0,64%	1,63%	1,78%	1,51%

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 2014.

Quadro 4-3 - Custos com a convergência tarifária das RAS referentes a 2006 e 2007

Unidade: EUR

	Saldo em dívida em 2013	Juros 2014	Amortização 2014	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2014	Saldo em dívida em 2014
	(1)	(2)	(3)	(4) = (2)+(3)	(5) = (1)-(3)
EDA (BCP e CGD)	48 549 354	348 584	12 007 399	12 355 983	36 541 955
Convergência tarifária de 2006	17 117 238	122 902	4 233 496	4 356 398	12 883 742
Convergência tarifária de 2007	31 432 116	225 683	7 773 903	7 999 585	23 658 213
EEM (BCP e CGD)	27 050 751	194 224	6 690 288	6 884 512	20 360 463
Convergência tarifária de 2006	6 257 868	44 931	1 547 718	1 592 650	4 710 150
Convergência tarifária de 2007	20 792 883	149 293	5 142 570	5 291 863	15 650 313

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

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

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

Unidade 10³ EUR

		2013
1	Custos com a convergência tarifária da RAA previsto em 2012 para tarifas 2013	109 829
2	Custos com a convergência tarifária da RAM previsto em 2012 para tarifas 2013	99 808
3	Proveitos a recuperar pela REN, no âmbito da GGS, previsto em 2012 para tarifas 2013	511 175
4 = 5*6*1000	Valor previsto dos proveitos faturados pela aplicação da tarifa de UGS em 2013	507 422
5	quantidades (GWh)	48 422
6	tarifa (€/kWh)	0,01048
7	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 30/09 de 2013	0,538%
8	Spread no ano t-1	1,500%
9 = [(1+2)/3*4-1-2*(1+(7+8))]	Valor previsto do desvio da recuperação pela REN do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas	-1570

(-) significa ajustamento a acrescentar aos proveitos
 (+) significa ajustamento a diminuir aos proveitos

O valor previsto de tarifa (€/kWh) resulta da média ponderada da tarifa publicada pela Diretiva n.º 7/2011, de 22 de dezembro, onde foram aprovadas as Tarifas e preços para a energia elétrica para 2013.

PARCELA ASSOCIADA AOS TERRENOS HÍDRICOS

A Portaria n.º 301-A/2013, de 14 de outubro, reviu as taxas a aplicar no cálculo da remuneração dos terrenos e alterou a Portaria n.º 542/2010, de 21 de julho, deixando a taxa de ser calculada com base na taxa mid-swap interbancária de prazo mais próximo ao horizonte de amortização legal dos terrenos em causal e passou, a partir de 2014, a ser calculada com base na fórmula definida na referida portaria. De referir que o cálculo do horizonte de amortização legal dos terrenos, teve como base a média ponderada, da vida útil restante dos diversos investimentos que ocorreram em cada aproveitamento hidroelétrico cuja central hidroelétrica se encontra em exploração. Em tarifas de 2014 o valor será de 13,4 milhões de euros.

CUSTOS COM O PLANO DE PROMOÇÃO DE EFICIÊNCIA DO CONSUMO

O Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC) tem um orçamento de 11,5 milhões de euros para 2014.

CUSTOS COM A CONCESSIONÁRIA DA ZONA PILOTO

A Enondas – Energia das Ondas, S.A., foi constituída para a exploração das águas territoriais Portuguesas em Zona Piloto destinada à produção de energia das ondas, nos termos do Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de janeiro, com as alterações que lhe foram introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 15/2012, de 23 de janeiro.

De acordo com o n.º 2 da cláusula 17.^a do contrato de concessão aprovado na Resolução do Conselho de Ministros n.º 49/2010, de 17 de junho, é reconhecida à Enondas o direito a:

- Recuperação, numa base anual, no ano subsequente ao ano em causa, através dos custos de uso global do sistema elétrico nacional, dos custos com capital designadamente:
 - Remuneração do ativo afeto não financiado por subsídios, durante o período de amortização do mesmo, líquido de amortizações e subsídios, de acordo com uma taxa equivalente à taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos aplicada ao custo de capital para novos investimentos afetos à atividade de transporte de energia elétrica, nos termos estabelecidos no regulamento tarifário, publicado pela ERSE;
 - As amortizações anuais do ativo bruto afeto à Concessão;
- Recuperação, numa base anual, no ano subsequente ao ano em causa, dos custos de manutenção das infraestruturas comuns da Zona Piloto, dos custos decorrentes de seguros de responsabilidade civil ou de outros seguros para cobertura dos riscos afetos a estas infraestruturas e das taxas devidas pela exploração da Zona Piloto.

O n.º 3 da cláusula 17.^a do contrato de concessão estabelece que todos os demais custos são suportados pela Concessionária e cobertos através das receitas da Concessão.

Assim, os custos constantes da informação reportada pela Enondas no processo de determinação das tarifas de 2014 tiveram o seguinte tratamento:

- Investimentos transferidos para a exploração em 2013 – 430 milhares de euros;
- Investimentos em curso no final de 2013 – 153 milhares de euros⁸;
- Taxa média de amortização dos ativos em exploração de 8,06%.

O Quadro 4-5 apresenta o cálculo dos proveitos a Enondas a incluir na tarifa de Uso Global do Sistema.

Quadro 4-5 – Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos da Enondas

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2013	Tarifas 2014
A = 1 + 2 * 3	Custos com capital	126	344
1	Amortização dos ativos líquidos de participações	43	191
2	Valor médio dos ativos fixos afectos à concessionária da Zona Piloto líquidos de participações e de amortizações	871	1 893
3	taxa de remuneração do ativo fixo afecto à concessionária da Zona Piloto	9,55%	8,06%
B	Custos de exploração calculados ao abrigo da cláusula 17. ^a do Contrato de Concessão, no ano t-1	0	0
C	Receitas líquidas calculadas ao abrigo da cláusula 22. ^a do Contrato de Concessão, no ano t-2	0	
D=A + B - C	Custos com a concessionária da Zona Piloto (A + B - C)	126	344

CUSTOS COM O MECANISMO DE GARANTIA DE POTÊNCIA

A Portaria n.º 765/2010, de 20 de agosto, que estabeleceu o regime dos serviços de garantia de potência que os centros electroprodutores em regime ordinário podem prestar, foi revogada pela Portaria n.º 139/2012, de 14 de maio, que produziu efeitos a partir de 1 de junho de 2012.

Em substituição do regime cessado e com efeitos na mesma data, surgiu o regime de atribuição de incentivos à garantia de potência enquadrado pela Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto. Este diploma prevê as modalidades de incentivo à disponibilidade, que visa promover a maximização da

⁸ Este valor inclui encargos indiretos e financeiros imputados ao investimento.

disponibilidade dos centros electroprodutores térmicos, e de incentivo ao investimento em tecnologias de produção a partir de fontes hídricas.

Este regime introduziu disposições de exclusão dos centros electroprodutores do âmbito de atribuição destes incentivos, nomeadamente, se a potência instalada for igual ou inferior a 30MW, se os produtores forem abrangidos por um CAE ou beneficiarem dos CMEC, ou caso recebam ou tenham recebido qualquer tipo de compensação para assegurar uma rentabilidade mínima da atividade de produção de energia elétrica. No que diz respeito ao período de atribuição dos incentivos, no caso dos centros hídricos mantém-se o período de 10 anos, após o início de exploração, enquanto para os centros electroprodutores térmicos a atribuição do incentivo à disponibilidade vigora até à cessação da licença de exploração, estando contudo suspensa a sua atribuição durante a vigência do Programa de Assistência Financeira a Portugal.

Com esta alteração legislativa, foi igualmente definido que os montantes anuais dos incentivos à garantia de potência são pagos pela entidade responsável pela gestão técnica global do SEN no ano civil seguinte àquele a que se reportam, sendo acrescidos de juros calculados à taxa de juro EURIBOR a 12 meses⁹, adicionada de um *spread*, conforme previsto no Regulamento Tarifário.

Com este enquadramento legal, o cálculo dos proveitos de 2014 inclui nos proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema o montante respeitante ao incentivo à garantia de potência de 2013 na modalidade de incentivo ao investimento da central de Alqueva II¹⁰.

PROVEITOS PERMITIDOS DA GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA PARA 2014

O montante de proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT na atividade de Gestão Global do Sistema é dado pela expressão estabelecida no Artigo 74.º do Regulamento Tarifário.

Seguidamente, apresentam-se no Quadro 4-6 os proveitos permitidos para 2014 na atividade de Gestão Global do Sistema.

⁹ Média dos valores diários da EURIBOR a 12 meses verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano a que o incentivo se reporta.

¹⁰ Os custos previsionais com garantia de potência incluídos nos proveitos permitidos para 2013 foram de 2 640 milhares de euros, correspondentes ao incentivo ao investimento do aproveitamento hidroelétrico Alqueva II para o próprio ano de 2013. Assim, no cálculo de proveitos para o ano de 2015, será efetuado a devolução deste montante ao sistema, em sede de ajustamentos, nos termos do Regulamento Tarifário.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO EM 2014

Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária da RNT

Quadro 4-6 - Proveitos permitidos na atividade de Gestão Global do Sistema

		Unidade 10 ³ EUR	
		Tarifas 2013	Tarifas 2014
A	Custos de gestão do sistema	115 289	80 708
$CE_{GS,t}$	Custos de exploração líquidos dos proveitos de exploração que não resultam da aplicação das tarifas de UGS	18 888	18 568
$CC_{GS,t}$	Custo com capital	8 736	11 081
$Am_{GS,t}^{GS}$	Amortizações dos ativos fixos	6 466	7 087
$Act_{GS,t}^{GS}$	Valor médio dos ativos fixos líquidos de amortizações e participações	43 298	46 134
$r_{GS,t}$	Taxa de remuneração dos ativos fixos	9,00	9,00
	Ajustamento t-1 CAPEX	1 627	158
$ItrTggs,t$	Custos com interruptibilidade, no ano t	56 500	65 000
	Interruptibilidade t-1 (com juros) (portaria 1309/2010)	0	0
	Interruptibilidade t-1 (com juros) (portaria 215-A/2013)		13 000
$\Delta R_{GS,t-2}^T$	Ajustamento no ano t, dos custos de gestão do sistema tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-31 164	26 941
B	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	431 709	367 879
$RAA_{Pol,t}$	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores	109 829	93 570
$RAA_{2007,Pol,t}$	Défice tarifários 2006 e 2007	12 489	12 356
	Convergência tarifária do ano t	97 340	81 214
$RAM_{Pol,t}$	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira	99 808	84 308
$RAM_{2007,Pol,t}$	Défice tarifários 2006 e 2007	6 959	6 885
	Convergência tarifária do ano t	92 849	77 423
$\Delta R_{POL,t-1}^T$	Valor previsto do desvio da recuperação pelo operador da rede de transporte do custo com a convergência tarifária das RAs	-10 075	-1 570
$R_{C_{VEE,t}}^{AC}$	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	177 969	163 549
$TER_{Pol,t} = TER_{PolDPH,t} + TER_{PolZPH,t}$	Parcela associada aos terrenos hídricos	21 414	13 386
$TER_{PolDPH,t} = Am_{PolDPH,t}^{TerDPH} + Act_{PolDPH,t}^{TerDPH} \times r_{Pol,t}^{TerDPH} / 100$	Parcela associada aos terrenos afetos ao domínio público hídrico	20 730	12 705
$r_{Pol,t}^{TerDPH}$	Taxa de acordo com a legislação em vigor	2,69	0,06
$Am_{Pol,t}^{TerDPH}$	Amortizações dos terrenos afetos ao domínio público hídrico	12 830	12 549
$Act_{Pol,t}^{TerDPH}$	Valor médio dos terrenos afetos ao domínio público hídrico, líquido de amortizações e participações	293 314	280 625
$TER_{PolZPH,t}$	Amortizações dos terrenos afetos à zona de proteção hídrica	684	681
$REG_{GS,t}$	Custos com a ERSE	5 113	5 113
$AdC_{Pol,t}$	Transferência para a Autoridade da Concorrência	406	406
$CGPPDA_{Pol,t}$	Custos de gestão do PPDA	0	0
$OC_{Pol,t}$	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, nomeadamente custos do OMP e OMI Clear	0	0
$EC_{Pol,t}$	Custos com o plano de promoção de eficiência no consumo, previstos para ano t	11 500	11 500
$EOPol,t$	Custos com a concessionária da Zona Piloto	126	344
$\Delta R_{Pol,t-2}^T$	Ajustamento no ano t, dos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral tendo em conta os valores ocorridos em t-2	4 531	5 867
C	Custos com o mecanismo de garantia de potência	2 640	2 640
D	Custos com o mecanismo de garantia de potência T2012	-38 463	0
E	= A + B + C + D	511 175	451 228
F	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	177 969	163 549
G	= E - F	333 206	287 679

4.2 ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA

Os proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica decorrem, essencialmente, da remuneração dos ativos em exploração que compõem a rede Nacional de Transporte de Energia Elétrica (RNT), bem como do valor das amortizações a eles associados e ainda de um conjunto de custos operacionais de exploração.

4.2.1 CUSTOS OPERACIONAIS DE EXPLORAÇÃO E CUSTOS INCREMENTAIS

O valor dos custos de exploração para Tarifas 2014 resulta da aplicação do mecanismo de custos incrementais, tendo sido apurados da seguinte forma: (i) dos custos operacionais estimados para o ano de 2013, atualizados com IPIB t-1 e deduzidos do fator de eficiência e (ii) dos custos unitários incrementais por quilómetro de rede e por painel de subestação, estimados para 2013, atualizados com IPIB t-1 e deduzidos do fator de eficiência, em função da variação média dos quilómetros de rede e dos painéis das subestações, com base nos valores estimados em 2013 para Tarifas 2014.

4.2.2 VALORIZAÇÃO DOS NOVOS INVESTIMENTOS DA RNT A CUSTOS DE REFERÊNCIA

O mecanismo de valorização dos novos investimentos da Rede Nacional de Transporte de eletricidade a custos de referência, foi publicado pelo Despacho n.º 14 430/2010, de 7 de setembro, o qual estabelece as condições técnicas e financeiras que os investimentos transferidos para exploração após 1 de Janeiro de 2009 devem cumprir, para que sejam considerados eficientes e conseqüentemente lhes seja atribuída uma taxa de remuneração com prémio. Sucintamente, as condições a verificar são as seguintes:

1. As tipologias de investimento serem tipificáveis de acordo com as tipologias base e variantes definidas pelo despacho.
2. Nos investimentos em subestações que entraram em exploração antes de 2006, o custo de referência é superior ao custo previsional.
3. O rácio entre o custo de referência e o custo previsional deve situar-se entre 0,90 e 1,10. Neste caso, o valor do ativo considerado para efeitos de remuneração é a média entre o custo de referência e o custo previsional.
4. Caso a restrição do ponto anterior não seja cumprida por se ultrapassar o limite superior, mantém-se a atribuição de prémio na remuneração, mas o ativo é valorizado pelo custo previsional acrescido de 5%.

Após o apuramento dos valores reais dos investimentos, as condições acima referidas são novamente avaliadas e a aplicação do mecanismo de custos de referência é sujeita a auditoria.

Para os investimentos cuja transferência para exploração está prevista para 2013 e 2014, os custos previsionais dos investimentos indicados pela empresa são iguais ao custo de referência¹¹, pelo que a aplicação do mecanismo origina a valorização do ativo ao custo de referência e a sua remuneração à taxa com prémio.

Neste contexto, a ERSE considerou para efeitos de cálculo dos proveitos para 2014 que a totalidade do investimento a transferir para exploração em 2013 e 2014 são valorizados com os custos de referência determinados pela ERSE, tendo por base a caracterização técnica dos investimentos disponibilizada pela REN e os processos de atualização de custos previstos no mecanismo, mas excluindo as restrições dependentes do rácio entre o custo de referência e o custo previsional para as obras. Os valores dos índices para a atualização de custos são os disponibilizados até 15 de novembro pelas instituições responsáveis pela sua publicação.

Na formação dos custos totais de referência, este mecanismo prevê a aplicação de uma taxa de encargos de estrutura e de gestão e de uma taxa de encargos financeiros sobre os custos diretos externos, sendo a última dependente da tipologia do investimento e ambas sujeitas a um mecanismo de atualização anual estabelecido no Despacho n.º 14 430/2010, de 7 de setembro.

O quadro seguinte apresenta um resumo dos valores a custos totais de referência dos investimentos em subestações e linhas, incluindo remodelações, a transferir para exploração em 2013 e em 2014, cuja remuneração do capital incluída nos proveitos permitidos em 2014 foi calculada à taxa com prémio.

Quadro 4-7 - Imobilizado a custos de referência relativo a investimento transferido para exploração em 2013 e 2014

Unidade: 10³ EUR

	2013	2014
Imobilizado aceite a custos de referência c/ prémio na taxa de remuneração	196 158	98 107
Subestações	105 413	70 647
Linhas	90 746	27 460

Nota: Valores a custos totais.

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

A vida útil atribuída a linhas e transformadores é de 30 anos, sendo considerado o seguinte modo de valorização dos investimentos de substituição, para efeitos de aplicação deste incentivo:

¹¹ Excetua-se uma obra na subestação de Vermoim (remodelação do parque de linhas de 220kV), transferida para exploração em março de 2013, para a qual é a apresentado um custo estimado, não auditado.

- Linhas – Valor do ativo bruto, que se encontra a preços de 1992;
- Transformadores¹² – Aplicação dos custos de referência, a preços de 2009, incluindo a máquina de potência e os painéis de subestação para ligação do primário e do secundário.

O valor deste incentivo incluído nos proveitos permitidos de 2014 ascende a 8 344 milhares de euros. Nota-se que este valor foi determinado tendo em conta as listas do imobilizado relativo a linhas em fim de vida útil e o cadastro de transformadores da RNT, atualizado com a informação disponível à presente data.

Para 2013 e para 2014 deverão ser efetuadas auditorias que permitam aferir a continuidade em exploração das linhas e dos transformadores abrangidos por este incentivo.

O Quadro 4-8 sintetiza os valores utilizados neste cálculo do incentivo.

Quadro 4-8 - Incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil

		Unidade: 10 ³ EUR	
		T2013	T2014
(1)	Taxa de remuneração	10,50%	10,50%
(2)	Incentivo	50,0%	50,0%
Linhas			
(3)	Custo de investimento aceite para efeitos de regulação	313 535	320 262
(4)	N.º de anos de vida útil	30	30
(5) = (3) / (4)	Amortização do exercício	10 451	10 675
(6) = (5) x 0,5 x (1)	Remuneração do ativo em fim de vida útil	549	560
(7) = (5) + (6)	Total	11 000	11 236
(8) = (7) x (2)	Valor do incentivo para Linhas	5 500	5 618
Transformadores			
(9)	Custo de investimento aceite para efeitos de regulação	165 082	155 412
(10)	N.º de anos de vida útil	30	30
(11) = (9) / (10)	Amortização do exercício	5 503	5 180
(12) = (11) x 0,5 x (1)	Remuneração do ativo em fim de vida útil	289	272
(13) = (11) + (12)	Total	5 792	5 452
(14) = (13) x (2)	Valor do incentivo para Transformadores	2 896	2 726
(15) = (8) + (14)	Total do incentivo	8 396	8 344

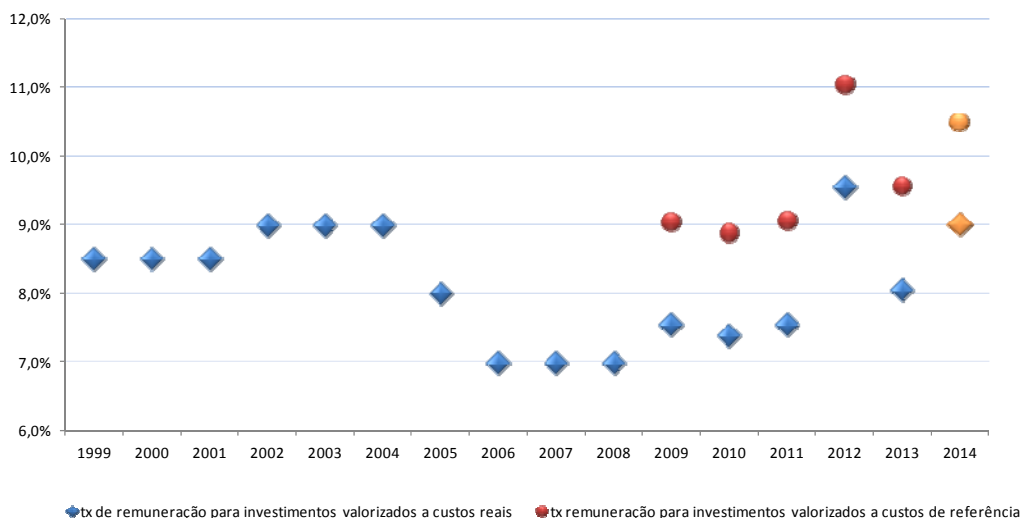
4.2.4 TAXA DE REMUNERAÇÃO DO ATIVO

Para 2014, aos investimentos valorizados com base em custos reais, a taxa de remuneração do ativo é de 9,0%. Para os investimentos que entraram em exploração a partir de 1 de janeiro de 2009,

¹² Esta metodologia de valorização dos investimentos de substituição dos transformadores foi usada por não existir um cadastro contabilístico individualizado por máquina.

valorizados a preços de referência, aplica-se a taxa mencionada anteriormente, acrescida de 150 pontos base. Para 2014 a taxa de remuneração do ativo a custos de referência é de 10,5%.

Figura 4-3 - Taxa de remuneração do ativo líquido de amortizações da atividade TEE



De notar que em 2014 a taxa apresentada é corresponde à definida aquando da fixação de parâmetros, sendo a mesma ajustada definitivamente ao valor real nos proveitos permitidos do próximo ano.

Os proveitos permitidos de 2014 incluem o ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2013, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2013. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2014 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 da atividade de TEE é de 19 009 milhares de euros¹³.

4.2.5 CUSTOS DE NATUREZA AMBIENTAL

Conforme apresentado no Quadro 4-10 os custos aceites pela ERSE de natureza ambiental ascendem a 2 939 milhares de euros.

Neste âmbito, estão considerados os custos com limpezas de florestas, decorrentes do Decreto-Lei nº 124/2006, de 28 de junho. Este, 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*

¹³ Um ajustamento com sinal positivo corresponde a montantes a devolver ao sistema.

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 7m 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 atividade não substitui a tradicional atividade de controlo da vegetação, indispensável como atividade de manutenção, de modo a garantir a segurança de exploração da linha.

De acordo com estimativas da REN, os custos com limpezas de florestas podem atingir em 2014 cerca de 2 600 milhares de euros, tal como se pode verificar no Quadro 4-9.

Quadro 4-9 - Evolução dos montantes referentes a limpeza de florestas

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Limpeza de florestas	351	708	1 389	2 395	3 691	651	3 241	2 600	2 600

Unidade: 10³ EUR

Incluem-se ainda nesta rubrica 339 milhares de euros referentes a obrigações legais de desvios de linhas.

PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA PARA 2014

O montante de proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT na atividade de Transporte de Energia Elétrica é dado pela expressão estabelecida no n.º 1 do Artigo 79.º do Regulamento Tarifário. Para os proveitos permitidos previstos nessa fórmula foram considerados os valores do Quadro 4-10.

Quadro 4-10 - Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica

		Unidade 10 ³ EUR	
		Tarifas 2013	Tarifas 2014
A	Custos de exploração [(1) + (2) x (3) + (4) x (5)]	41 551	40 780
1	Componente de custos de exploração	41 098	40 608
2	Custo incremental associado à extensão de rede	412	401
3	Variação da extensão de rede, em quilómetros	272	168
4	Custo incremental associado aos painéis de subestações	5 244	5 100
5	Variação do número de painéis de subestações	65	21
B	Custos associados com a captação e gestão de subsídios comunitários	0	0
C	Custos com capital [(7) + (8)]	302 183	301 669
7	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais [(a) + (b) x (c) - (d)]	183 144	161 511
a	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	70 819	72 107
b	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	1 098 944	1 076 725
c	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	9,00	9,00
d	Ajustamento t-1 CAPEX	-13 420	7 502
8	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência [(e) + (f) x (g) - (h)]	119 039	140 158
e	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	37 759	43 288
f	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	930 031	1 032 163
g	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	10,50	10,50
h	Ajustamento t-1 CAPEX	16 373	11 507
D	Incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil [(9) x (10) x (1 + 0,5 x (11) + (12)]	8 396	8 344
9	Parâmetro associado ao incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil	50,0%	50,0%
10	Somatório dos investimentos em final de vida útil / n.º de anos de vida útil	15 954	15 856
11	Taxa de remuneração a aplicar aos equipamentos que após o final de vida útil se encontrem em exploração	10,50%	10,50%
E	Valor da compensação entre operadores das redes de transporte	5 000	3 000
F	Custos de natureza ambiental	4 620	2 939
G	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano t	6	0
H	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-14 435	-13 955
I	Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica [A + B + C + D + E + F + G - H]	376 191	370 688

A explicação para a evolução das variáveis de proveitos da atividade de TEE apresentadas no quadro anterior encontram-se nos pontos 4.2.1 a 4.2.5.

5 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO

A regulação das atividades da EDP Distribuição tem sofrido alterações desde 1999, ano em que se iniciou a regulação do setor elétrico. Estas alterações prendem-se, fundamentalmente, com a alteração das formas de regulação e das atividades reguladas, associadas à evolução na organização do próprio setor.

Destas alterações destaca-se a cessação dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) e a extinção da atividade de Aquisição de Energia Elétrica, tendo sido criada a partir de julho de 2007 a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do agente comercial, com o objetivo de adquirir a energia produzida pelos CAE remanescentes, Central da Tapada do Outeiro (Turbogás) e Central do Pego (Tejo Energia), cuja gestão foi transferida para a REN – Trading, S.A.

Consequentemente foi criado um mecanismo de compensação aos produtores pela cessação antecipada dos CAE designado por custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) e a autonomização do Comercializador de Último Recurso (CUR), criando-se para o efeito a EDP Serviço Universal absorvendo atividades até então assumidas pela EDP Distribuição.

Atualmente as atividades reguladas da EDP Distribuição são a atividade de Distribuição de Energia Elétrica e a atividade de Compra e Venda de Acesso à Rede de Transporte.

A sua forma de regulação é a seguinte:

- Distribuição de Energia Elétrica – regulação por *price-cap* aplicada ao OPEX e por custos aceites aplicado ao CAPEX, associando-se a remuneração do ativo a um valor máximo de investimento definido para o período regulatório, tendo-se igualmente considerado incentivos aos investimentos em *redes inteligentes*. Importa igualmente referir os incentivos à redução de perdas e à melhoria da qualidade de serviço (aceites *a posteriori* aquando do ajustamento de t-2) e à promoção de desempenho ambiental (aceites *a priori* e ajustado ao fim de dois anos).
- Compra e Venda de Acesso à Rede de Transporte – atividade de *pass-through*

INFORMAÇÃO ENVIADA

A partir de 2010 as demonstrações financeiras da EDP Distribuição passam a ser preparadas de acordo com as *International Financial Reporting Standards* (IFRS) o que resultou em alguns ajustamentos aos montantes considerados nas demonstrações financeiras de 2009, preparadas em conformidade com o Plano Oficial de Contabilidade (POC).

Apesar destas alterações, a informação enviada pela EDP Distribuição respeitante aos anos de 2012 a 2014 está de acordo com as necessidades da regulação incluindo, entre outras informações, a base de custos e a base de ativos, bem como a justificação da sua evolução e o balanço de energia elétrica.

5.1 ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DO ACESSO À REDE DE TRANSPORTE

A atividade 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 atividade recupera ainda os seguintes custos, de forma a serem pagos por todos os consumidores de energia elétrica:

- Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial (PRE) mediante fontes de energia renovável e não renovável, imputados à parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema.
- Amortização e juros de custos diferidos de anos anteriores:
 - Amortização e juros do défice tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Tensão, relativo a 2006;
 - Amortização e juros do défice tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Tensão Normal, relativo a 2007;
 - Amortização e juros referentes à dívida apurada no âmbito do cálculo das tarifas para 2009 (Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto).
- Custos ou proveitos decorrentes de medidas no âmbito da estabilidade tarifária.
- Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (MAT, AT, MT), BTE e BTN.
- Sobreproveito associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º2 do Artigo 6º do Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de setembro.
- Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC).
- Tarifa Social.

5.1.1 DIFERENCIAL DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL

A revisão regulamentar ocorrida em maio de 2011, veio estabelecer novas regras para o cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial. Esta situação resulta da necessidade de maior racionalidade econômica no aprovisionamento do CUR, o que numa primeira fase, implica a separação da informação relacionada, por um lado, com a aquisição de energia elétrica para fornecimento dos clientes do CUR, e por outro lado, com a aquisição da energia elétrica aos Produtores em Regime Especial (PRE) e a sua colocação em mercado sempre que tal se justifique.

É de salientar que o volume de aquisição de energia elétrica à PRE tornou-se de tal modo importante que, em certos momentos, torna residual a necessidade de aquisição para aprovisionamento quando a gestão destas duas funções é efetuada conjuntamente. Esta situação provoca uma grande volatilidade na gestão das quantidades a curto prazo, que impossibilita a implementação de qualquer estratégia de aquisição de energia elétrica ajustada ao horizonte temporal de definição das tarifas.

A criação da função de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE permite a agregação da produção em regime especial e, conseqüentemente, a sua colocação no mercado a prazo.

O diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial incorporado nos proveitos de 2014, inclui:

- a) Sobrecusto do próprio ano;
- b) Parcela para os custos de funcionamento e outra para os outros custos, nomeadamente os associados aos pagamentos de tarifa de acesso à rede de Transporte;
- c) Repercussão dos sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial - Alisamento quinquenal – Artigo 73-A.º;
- d) Medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE decorrentes da legislação em vigor;
- e) Mecanismo regulatório para assegurar equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade;
- f) Ajustamentos referentes a 2012 e a 2013.

O Quadro 5-1 apresenta a metodologia utilizada para o cálculo do mesmo.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO EM 2014

Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária
da rede nacional de distribuição

Quadro 5-1 - Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial

		Unidade 10 ³ EUR	
		Tarifas 2013	Tarifas 2014
A	Diferencial de custo com a aquisição da PRE, enquadrados no Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio [(1)-(2)+(3)+(4)-(5)-(6)+(7)-(8)-(9)]	84 200	468 711
1	Compras	1 303 189	1 431 954
2	Vendas	693 341	677 185
3	Outros custos	5 191	6 910
4	Custos de funcionamento	5 470	6 407
5	Ajustamento t-1	-144 260	-260 426
6	Ajustamento t-2	-24 773	-77 588
7	Alisamento quinzenal - artº 73º A	-483 241	-543 296
8	Medidas de sustentabilidade do SEN com impacto na PRE decorrentes da legislação em vigor	222 100	70 093
9	Mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013		24 000
B	Diferencial de custo com a aquisição da PRE, não enquadrados no Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio [(10)-(11)+(12)+(13)-(14)-(15)+(16)+(17)]	277 157	481 282
10	Compras	827 034	846 320
11	Vendas	363 247	334 015
12	Outros custos	2 682	3 303
13	Custos de funcionamento	5 470	6 407
14	Ajustamento t-1	-120 550	-161 313
15	Ajustamento t-2	-38 516	-53 728
16	Reposição gradual no âmbito da reclassificação do sobrecusto da Cogeração	113 678	0
17	Alisamento quinzenal - artº 73º A	-467 525	-255 774
A+B	Total dos proveitos a recuperar pela função de compra e venda de energia da PRE	361 357	949 993

MECANISMO DE COLOCAÇÃO A PRAZO DA ENERGIA ADQUIRIDA À PRE

A revisão regulamentar de 2011 para o setor elétrico veio consagrar a separação de funções na atividade de aquisição de energia por parte do CUR (compra e venda de energia para abastecimento da carteira de clientes e compra e venda da energia de PRE) e introduziu a possibilidade de se desenvolverem mecanismos regulados de colocação, além da sua colocação no referencial de mercado à vista, de energia adquirida à PRE por aquela entidade.

A separação de funções permite, desde logo, uma transparência acrescida na negociação de energia por parte do CUR e uma mais adequada valorização dos dois agregados aos respetivos perfis de operação e consumo. Paralelamente, a separação de funções permite a especificação de outras componentes de custo, designadamente, os que decorrem de desvios tanto da produção em regime especial, como da programação das compras para abastecimento da carteira de clientes do CUR.

Em 2012 implementou-se pela primeira vez o mecanismo regulado de colocação a prazo de energia adquirida pelo CUR aos PRE. Este mecanismo assegura a minimização dos riscos de desvios de colocação e permite a diversificação em preço da venda da energia de PRE, assegurando uma mitigação da exposição à volatilidade de preço no mercado à vista.

A par das contribuições para minimizar riscos de volatilidade de preço e de acréscimo de transparência na afetação dos custos, o mecanismo regulatório de colocação a prazo da PRE constitui uma forma de acesso a energia por parte dos comercializadores em regime de mercado, o que, necessariamente, se traduz em condições acrescidas de afirmação de um ambiente concorrencial no fornecimento de energia elétrica.

Em 2014 mantém-se o mecanismo implementado em 2012, decorrente da revisão regulamentar ocorrida e da separação de funções.

REPERCUSSÃO DOS SOBRECUSTOS COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA A PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL - ALISAMENTO QUINQUENAL – ART.º 73-A.º

Em 2011, através da publicação do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, mais concretamente do Artigo 73-A.º, foi alterada a repercussão dos sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial.

Segundo o n.º 2 do Artigo 73-A.º, do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, o mecanismo previsto no n.º 1 do Artigo 73-A.º, em que os sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, incluindo os ajustamentos dos dois anos anteriores, devem ser repercutidos nos proveitos a recuperar pelas empresas reguladas num período quinquenal, para efeitos de cálculo das tarifas para 2012, pode ser utilizado pela ERSE, para os anos subsequentes a 2012, tendo em conta a necessidade de estabilidade tarifária.

Esta transferência intertemporal de proveitos é compensada por uma taxa de juro correspondente à taxa de remuneração, cuja metodologia é definida na Portaria n.º 279/2011, de 17 de outubro, alterada pela Portaria n.º 146/2013, de 11 de abril.

O quadro seguinte apresenta o impacto do valor diferido referente a proveitos permitidos de 2014 e os respetivos juros no período quinquenal.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO EM 2014

Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária
da rede nacional de distribuição

Quadro 5-2 - Impacte do diferimento do valor dos sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial referente a proveitos permitidos de 2014

Unidade 10³ EUR

	Diferimento PRE					Total
	T2014	T2015	T2016	T2017	T2018	
PRE¹						
anuidade	245 193	245 193	245 193	245 193	245 193	1 225 967
Amortização capital ²	193 797	203 133	212 918	223 174	233 925	1 066 948
juros	51 396	42 061	32 275	22 019	11 268	159 019
valor a abater aos pp ³	873 150					
Alisamento quinquenal	-873 150	245 193	245 193	245 193	245 193	1 225 967
PRE⁴						
anuidade	161 597	161 597	161 597	161 597	161 597	807 986
Amortização capital ²	127 724	133 877	140 326	147 085	154 171	703 183
juros	33 873	27 720	21 271	14 512	7 427	104 803
valor a abater aos pp ³	575 458					
Alisamento quinquenal	-575 458	161 597	161 597	161 597	161 597	807 986

Notas: PRE¹ - Produção em Regime Especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio
Amortização capital² - Valor equivalente do SPRE a 1 de janeiro de 2014

Valor a abater aos pp³ - Valor a 31 de dezembro de 2014

PRE⁴ - Produção em Regime Especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

Seguidamente apresenta-se o quadro com o impacte do valor diferido de proveitos permitidos de 2012 a 2014 e respetivos juros no período quinquenal.

Quadro 5-3 - Impacte do diferimento do valor dos sobrecustos com a aquisição de energia a PRE de 2012 a 2014 nos proveitos permitidos de 2014

Unidade 10³ EUR

	Diferimento PRE				
	T2014	T2015	T2016	T2017	T2018
PRE¹					
anuidade	575 048	575 048	575 048	431 888	245 193
Amortização capital	461 659	487 218	514 211	399 558	233 925
juros	113 389	87 830	60 838	32 330	11 268
valor a abater aos pp	873 150				
Alisamento quinquenal	-543 296	575 048	575 048	431 888	245 193
PRE⁴					
anuidade	481 282	481 282	481 282	341 487	161 597
Amortização capital	387 364	409 246	432 379	317 040	154 171
juros	93 918	72 036	48 903	24 447	7 427
valor a abater aos pp	575 458				
Alisamento quinquenal	-255 774	481 282	481 282	341 487	161 597

Nota: PRE¹ - Produção em Regime Especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio
PRE⁴ - Produção em Regime Especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

MEDIDAS DE SUSTENTABILIDADE DO SEN COM IMPACTE NA PRE DECORRENTES DA LEGISLAÇÃO EM VIGOR

Para os proveitos permitidos de 2014, foram consideradas medidas de sustentabilidade do SEN com impacte nos custos da PRE considerados em tarifas, enquadradas legislativamente através do Decreto-Lei n.º 252/2012, de 26 de novembro e do Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro, o Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro e o Decreto-Lei n.º 38/2013, de 15 de março, nomeadamente a dedução aos montantes de proveitos permitidos do valor das receitas geradas pela venda em leilão de licenças de emissão de gases com efeito estufa.

A previsão das receitas que revertem para o SEN, provenientes dos leilões de CO₂, foi efetuada tendo em conta o histórico de emissões verificado nos últimos anos e o preço futuro do CO₂, considerado no cálculo tarifário para 2014, afetados do fator previsto no Decreto-Lei n.º 38/2013, de 15 de março.

MECANISMO REGULATÓRIO PARA ASSEGURAR O EQUILÍBRIO DA CONCORRÊNCIA NO MERCADO GROSSISTA DE ELETRICIDADE DECORRENTE DA APLICAÇÃO DO DECRETO-LEI N.º 74/2013

O Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, estabelece o regime legal para criação de um mecanismo regulatório tendente a assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade em Portugal, com incidência na componente de custos de interesse económico geral (CIEG) da tarifa de Uso Global do Sistema. Este diploma determina também que os CIEG são suportados pelos produtores em regime ordinário e outros produtores que não estejam enquadrados no regime de remuneração garantida, sempre que se concluir que a existência de distorções provocadas por eventos externos implique um aumento dos preços médios de eletricidade no mercado grossista e proporcione benefícios não esperados nem expectáveis para os produtores. A Portaria n.º 288/2013, de 20 de setembro e o Despacho n.º 10244/2013, de 5 de agosto, do Secretário de Estado da Energia, definem que a ERSE deve efetuar semestralmente um estudo sobre o impacte na formação de preços médios da eletricidade no mercado grossista em Portugal de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia (UE) e os seus efeitos redistributivos nas diversas rúbricas de proveitos que influem nas tarifas de energia elétrica.

De referir que foram incluídos cerca de 36 milhões de euros referentes aos valores previstos para o ano de 2014 e estimados para 2013, relativos a este mecanismo regulatório. Os valores apresentados resultam de uma extrapolação que se espera prudente para os dois semestres seguintes dos resultados obtidos para o cenário alisado pelo referido estudo realizado pela ERSE para o primeiro semestre de 2013. Segundo o ofício da Secretaria de Estado da Energia sobre o sobrecusto da convergência tarifária e Despacho n.º 12955-A/2013 de 9 de outubro e o ofício da Secretaria de Estado da Energia sobre o Despacho n.º 9/GSEEnergia/2013, os montantes serão integralmente deduzidos ao sobrecusto da PRE renovável.

Estas medidas terão impacto na tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da Rede de Distribuição.

5.1.2 AMORTIZAÇÃO E JUROS DA DÍVIDA TARIFÁRIA

O Quadro 5-4 apresenta os movimentos da dívida tarifária incluídos em tarifas de 2014, que de seguida são descritos:

- Os défices tarifários de BT referentes a 2006 e 2007, acrescidos dos respetivos encargos financeiros, serão recuperados em 10 anuidades, com início em 2008 e término em 2017, conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro. O saldo em dívida em 2014, referente a estes défices, é de 57,8 milhões de euros. Estes défices foram titularizados ao BCP e à CGD;
- O diferimento resultante da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no Artigo 73.º-A do Decreto-lei n.º 78/2011, de 20 de junho de 2011, ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para 2012. O saldo em dívida em 2014, referente a este diferimento é de 516,4 milhões de euros. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizado conforme se apresenta de seguida: (i) ao BCP, em abril de 2013, um montante de 150 milhões de euros; (ii) ao Santander, em maio de 2013, um montante de 140,9 milhões de euros; e (iii) à Tagus, em maio de 2013, um montante de 422,7 milhões de euros.
- O diferimento resultante da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no Artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho de 2011, ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para 2013. O saldo em dívida em 2014, referente a este diferimento é de 982,7 milhões de euros.
- O diferimento, num montante de 1 533,9 milhões de euros, resultante da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no Artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho de 2011, ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para 2014;
- O défice gerado em 2009, em consequência da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto decorrente do diferimento dos ajustamentos tarifários de energia de 2007 e 2008 e o défice do valor do sobrecusto da PRE de 2009 a ser recuperado num período de 15 anos com efeitos a partir de 2010 e até 2024. O saldo em dívida em 2014, referente a estes défices, é de 1 225,9 milhões de euros. Estes défices foram cedidos à Tagus – Sociedade de Titularização de Créditos, SA a 3 de março de 2009 e no dia 3 de dezembro de 2009 respetivamente;
- O diferimento do ajustamento provisório de 2012 do sobrecusto CAE, num montante de 13,3 milhões de euros foi totalmente recuperado em 2014.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO EM 2014

Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária
da rede nacional de distribuição

Quadro 5-4 - Amortização e juros da dívida tarifária

Unidade: EUR

	Saldo em dívida em 2013	Juros 2014	Amortização 2014	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2014	Saldo em dívida em 2014
	(1)	(2)	(3)	(4) = (2)+(3)	(5) = (1)-(3)
EDA (BCP e CGD)	48 549 354	348 584	12 007 399	12 355 983	36 541 955
Convergência tarifária de 2006	17 117 238	122 902	4 233 496	4 356 398	12 883 742
Convergência tarifária de 2007	31 432 116	225 683	7 773 903	7 999 585	23 658 213
EEM (BCP e CGD)	27 050 751	194 224	6 690 288	6 884 512	20 360 463
Convergência tarifária de 2006	6 257 868	44 931	1 547 718	1 592 650	4 710 150
Convergência tarifária de 2007	20 792 883	149 293	5 142 570	5 291 863	15 650 313
EDP Serviço Universal	3 438 213 661	150 942 692	655 262 105	806 204 797	4 316 829 380
BCP e CGD	76 876 275	551 972	19 013 313	19 565 285	57 862 962
Défice de BT de 2006	55 725 839	400 112	13 782 313	14 182 424	41 943 527
Continente	53 552 498	384 507	13 244 794	13 629 301	40 307 704
Regiões Autónomas	2 173 342	15 605	537 519	553 123	1 635 823
Défice de BTn de 2007	21 150 436	151 860	5 231 001	5 382 861	15 919 435
Continente	20 324 547	145 930	5 026 739	5 172 669	15 297 808
Regiões Autónomas	825 888	5 930	204 262	210 192	621 627
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012	751 885 633	47 519 172	235 435 555	282 954 727	516 450 078
EDP Serviço Universal	160 254 534	10 128 087	50 179 992	60 308 079	110 074 542
BCP	122 861 677	7 764 858	38 471 286	46 236 144	84 390 391
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012					
Santander	115 449 355	7 296 399	36 150 289	43 446 688	79 299 066
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012					
Tagus, SA	353 320 067	22 329 828	110 633 988	132 963 816	242 686 079
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2013	1 274 756 191	74 518 443	292 066 410	366 584 853	982 689 781
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	0	0	0	0	1 533 877 825
Tagus, SA (*)	1 334 695 562	28 936 200	108 746 827	137 683 027	1 225 948 735
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	988 100 929	21 422 028	80 507 379	101 929 407	907 593 551
Sobrecusto da PRE 2009	346 594 633	7 514 172	28 239 449	35 753 620	318 355 184
Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008	0	-583 095	0	-583 095	0
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009	0	-583 095	0	-583 095	0
EDP Distribuição	149 824 737	3 745 618	74 912 368	78 657 987	74 912 368
Parcela de acerto de 2011	149 824 737	3 745 618	74 912 368	78 657 987	74 912 368
REN Trading	13 316 984	532 679	13 316 984	13 849 663	0
Diferimento do ajustamento provisório de 2012 do sobrecusto CAE	13 316 984	532 679	13 316 984	13 849 663	0
Total	3 676 955 486	155 763 799	762 189 144	917 952 942	4 448 644 167

5.1.3 CUSTOS DECORRENTES DA SUSTENTABILIDADE DE MERCADOS

No âmbito da sustentabilidade do mercado livre e do mercado regulado, a devolução do valor líquido dos ajustamentos referente aos custos decorrentes da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes do CUR, relativos a 2012 e estimados para 2013, é efetuada, nos termos do Regulamento Tarifário, através da tarifa de UGS a aplicar pelo operador da rede de distribuição, paga por todos os clientes. Estes custos, no montante de 285 181 milhares de euros, serão discriminados na função de compra e venda de energia elétrica para fornecimento dos clientes do CUR.

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

A publicação dos seguintes diplomas definiram o processo de extinção das tarifas reguladas, designadamente o Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, que estabeleceu o regime de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais em BTN, e o Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro, que estabeleceu o procedimento de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais em MAT, AT, MT e BTE.

Devido ao processo de extinção, e à consequente saída dos clientes para o mercado, as tarifas de comercialização não recuperam os proveitos permitidos previstos. Como tal, a ERSE definiu o diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos em NT (MAT, AT e MT), BTE e BTN. A recuperação destes proveitos é efetuada através da tarifa de UGS.

Adicionalmente, a ERSE definiu o sobreproveito associado à aplicação da tarifa de venda transitória. Esta tarifa é agravada percentualmente como forma de incentivar aqueles clientes a escolherem um comercializador em mercado. O sobreproveito resultante é repartido por todos os consumidores.

Assim, o diferencial resultante da extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais para os níveis de tensão mencionados, bem como o sobreproveito resultante do mecanismo de incentivo à escolha de um comercializador em mercado, devem ser repercutidos em todos os consumidores através da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) do ORD. Estes valores em 2014 ascendem a 21 996 milhares de euros e -9 041 milhares de euros, respetivamente.

5.1.5 CUSTOS COM TARIFA SOCIAL

O valor do desconto por aplicação da tarifa social é determinado pela ERSE tendo em conta o limite máximo da tarifa social a clientes finais dos comercializadores de último recurso, fixado anualmente através de despacho do membro responsável pela área da energia. De acordo com o Despacho n.º 15260/2013, de 22 de novembro a variação para 2014 foi fixada em 1%.

Os custos com a tarifa social ascendem em 2014 a 1 510 milhares de euros, sendo financiada conforme apresentado no quadro seguinte:

Quadro 5-5 - Financiamento da tarifa social referente a 2014

	Tarifa Social 2014		
	Potência para repartição da Tarifa Social		Valor por empresa
	MW	%	10 ³ EUR
EDP Produção	7 875,6	70,4%	1 063,8
Centrais com CMEC	4 078,6	36,5%	550,9
Centrais com CAE			
Centrais com Incentivo	248,0	2,2%	33,5
Restantes centrais	3 549,0	31,7%	479,4
Iberdrola	290,1	2,6%	39,2
Centrais com CMEC	290,1	2,6%	39,2
Centrais com CAE			
Centrais com Incentivo			
Restantes centrais			
Endesa	845,0	7,6%	114,1
Centrais com CMEC			
Centrais com CAE			
Centrais com Incentivo			
Restantes centrais	845,0	7,6%	114,1
Tejo Energia	615,2	5,5%	83,1
Centrais com CMEC			
Centrais com CAE	615,2	5,5%	83,1
Centrais com Incentivo			
Restantes centrais			
Turbogás	1 057,1	9,5%	142,8
Centrais com CMEC			
Centrais com CAE	1 057,1	9,5%	142,8
Centrais com Incentivo			
Restantes centrais			
Hidroelétrica Guadiana	497,4	4,4%	67,2
Centrais com CMEC			
Centrais com CAE			
Centrais com Incentivo	257,4	2,3%	34,8
Restantes centrais	240,0	2,1%	32,4
Total	11 180,5	100,0%	1 510,2
Centrais com CMEC	4 368,7	39,1%	590,1
Centrais com CAE	1 672,3	15,0%	225,9
Centrais com Incentivo	505,4	4,5%	68,3
Restantes centrais	4 634,0	41,4%	625,9

5.1.6 CUSTOS COM A MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL

O Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 199/2007 de 18 de maio, e Decreto-Lei n.º 32/2013, de 26 de fevereiro, 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 respetiva 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 respetivo CAE, nomeadamente garantindo a obtenção de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados por esse contrato que não sejam adequadamente assegurados através das receitas expectáveis em regime de mercado.

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

PARCELA FIXA DOS CMEC

A 15 de junho de 2007, os CAE celebrados entre a REN e os centros electroprodutores da EDP Produção, 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 atuais, à data de cessação, do CAE cessado e os montantes expectáveis anualmente para as receitas de mercado, deduzidas dos encargos variáveis de exploração.

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

A Portaria n.º 85-A/2013, de 27 de fevereiro, procedeu à redução da taxa nominal aplicável ao cálculo da anuidade da parcela fixa dos CMEC de 7,55% para 4,72%, com efeitos a 1 de janeiro de 2013, o que originou a alteração da anuidade de 81 185 milhares de euros, para 67 531 milhares de euros. Contudo, havia já sido considerada no cálculo tarifário de 2013 uma taxa provisória de 5%. Assim, na sequência da publicação da referida Portaria torna-se necessário proceder ao ajustamento definitivo da parcela fixa dos CMEC em sede de cálculo dos proveitos para 2014.

O desvio da faturação da parcela fixa referente ao ano de 2012 atingiu o montante de -2 099,6 milhares de euros. De acordo com o Decreto-Lei n.º 240/2004 este montante deverá ser repercutido nas tarifas do ano seguinte em doze prestações a partir de 1 de abril. Este valor acrescido de juros à taxa de 7,55% implica uma renda mensal de -185 milhares de euros. Em tarifas 2013 foram incluídas nove

mensalidades e as restantes três no montante de -556 milhares de euros serão recuperadas em 2014 durante o 1º trimestre.

Nesta parcela está ainda considerado o acerto relativo à alteração da taxa de juro aplicada em tarifas de 2013 no montante de 739 milhares de euros.

PARCELA DE ACERTO

O mecanismo de ajustamento dos CMEC corresponde à diferença entre o valor atual das receitas que um centro electroprodutor esperaria receber antes da liberalização dos mercados, definidos nos seus respetivos Contratos de Aquisição de Energia (CAE), e a receita realmente ocorrida. Este mecanismo foi concebido de modo semelhante ao de um contrato por diferença, com um preço contratado correspondente a 50 €/MWh, e cujo valor evoluiria de uma forma inversamente proporcional ao da evolução do preço de mercado.

Na sequência do processo instrutório relativo ao apuramento do ajustamento dos CMEC para o ano de 2012 ainda se encontrar em curso, não foi emitido despacho de homologação desta parcela por parte da Secretaria de Estado da Energia. Por este motivo e de acordo com os procedimentos de repercussão do valor do ajustamento nos proveitos permitidos, previstos no Artigo 11.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, não considerou o montante relativo à diferença entre o valor de revisibilidade de 2012 considerado em Tarifas de 2013 e o valor da revisibilidade de 2012, nos proveitos permitidos de 2014.

O desvio da faturação da parcela de acerto referente ao ano de 2012 atingiu o montante de - 38,5 milhares de euros. De acordo com o Decreto-Lei n.º 240/2004 este montante deverá ser repercutido nas tarifas do ano seguinte em doze prestações a partir de 1 de abril. Este valor acrescido de juros à taxa de 7,55% implica uma renda mensal de -3,4 milhares de euros. Em tarifas de 2013 foram incluídas nove mensalidades e as restantes três no montante de -10,2 milhares de euros serão recuperadas em 2014 durante o 1º trimestre.

Nesta parcela são ainda considerados os desvios de faturação da parcela de acerto relativa a 2013 e a primeira parcela do ajustamento da parcela de acerto de 2011 no montante de 5 590 milhares de euros e de 78 658 milhares de euros, respetivamente.

PARCELA DE ALISAMENTO DOS CMEC

Os ajustamentos a efetuar 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 deverá ser 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 plasmados no Decreto-Lei n.º 199/2007 tem tido grandes implicações, levando a que desde o início da aplicação desta metodologia, o valor da parcela de acerto ultrapasse o da parcela fixa.

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

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

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

- Inclusão na proposta de tarifas para cada ano, de um valor previsto de custos com as diversas parcelas dos CMEC com incidência nesse ano. Deste modo, o valor do preço de potência contratada a publicar, sendo cobrado todos os meses, recupera os custos previstos com os CMEC, de forma alisada.
- Os fluxos de pagamentos dos CMEC entre o operador da rede de distribuição e o operador da rede de transporte, e entre este e os produtores cujo CAE cessou, mantêm-se como definido no Decreto-Lei n.º 240/2004.
- A diferença em cada mês, entre o preço de potência contratada de CMEC, publicado para vigorar durante o ano e o que resulta da aplicação do Decreto-Lei n.º 240/2004, deve ser suportada pelo operador da rede de distribuição, embora o valor esperado anual desta diferença seja nulo.
- Nas datas determinadas pelo Decreto-Lei n.º 240/2004, o cálculo definitivo da parcela de acerto do CMEC a vigorar deve condicionar uma revisão tarifária na qual se deverá corrigir o valor do preço de potência contratada a vigorar até ao fim do ano, segundo os valores definitivos do CMEC.

O valor estimado para 2013 para a parcela de ajustamento é de 156,9 milhões de euros. O Quadro 5-6 apresenta as principais componentes para o cálculo desse ajustamento.

Quadro 5-6 - Estimativa da revisibilidade para 2013

		Valor total (10 ³ EUR)	Valor unitário (€/MWh)
	Produção (GWh)	17 932	
	Sines	7 815	
	Hídricas (líquida de bombagem)	10 117	
(1)	Custo fixo (10³ EUR)	782 157	
	Sines	235 694	
	Hídricas	546 463	
(2) = A - B - C	Margem de mercado (10³ EUR)	599 077	
A	Custos de produção	195 953	10,93
	Sines	195 953	25,1
	Hídricas		
B	Receita de mercado	824 604	
	Sines	378 322	48,4
	Hídricas	446 283	44,1
C	Licenças de CO ₂ (10 ³ EUR)	29 574	
(3)	Serviços de Sistema (10³ EUR)	39 320	2,2
(4) = (1)-(2)-(3)	Custo total (10³ EUR)	143 760	
(5)	CMEC inicial (10³ EUR)	-13 145	
(6) = (4) - (5)	Revisibilidade (10³ EUR)	156 905	

O valor do ajustamento estimado para 2013 é inferior ao verificado no passado. Com a estabilização do consumo de 2012 para 2013 e os efeitos de sentido contrário de aumento da PRE e de redução do saldo importador, deverá verificar-se uma certa estabilidade da procura residual em mercado, o que evitará uma redução significativa da produção da central de Sines.

Nas tarifas para 2014 considerou-se 9/12 do valor previsto acrescido de juros, no total de 118 289 milhares de euros.

A parcela de alisamento contempla também os ajustamentos previstos para a parcela fixa e para a parcela de acerto referentes ao ano de 2013, num total de 729 milhares de euros.

MECANISMO DE CORREÇÃO DE HIDRAULICIDADE

De acordo com o Decreto-Lei n.º 110/2010, de 14 de outubro, que aprova o novo mecanismo de correção de hidraulicidade e que revoga o Decreto-Lei n.º 338/91, de 10 de setembro, o nível máximo de referência com base no saldo da conta a 31 de dezembro de 2009, deduzido dos montantes respeitantes

a 2008 que ainda não tinham sido transferidos para a entidade concessionária da RND, corresponde a 70 992 milhares de euros.

Anualmente, aquele montante será reduzido por um valor mínimo igual ao sétimo do valor definido para o valor máximo de referência em 2009. Em 2014, e conforme o Despacho n.º 8/GSEnergia/2013 de 24 de setembro, o montante a ser aplicado em benefício da tarifa de uso global do sistema deve corresponder à totalidade do saldo efetivo existente na conta de correção de hidraulicidade. Desta forma, o montante considerado em proveitos é de -35 641 milhares de euros.

CUSTO TOTAL COM OS CMEC

O valor dos CMEC considerado nas Tarifas de 2014 ascende a 233,8 milhões de euros e é composto pelas seguintes parcelas:

- Parcela fixa no montante de 66,2 milhões de euros que inclui a renda anual de 67,5 milhões de euros, calculada à taxa de 4,72%¹⁴, o acerto decorrente da alteração da taxa de juro de 5%, aplicada em Tarifas 2013, para a taxa definitiva no decorrer de 2013 no montante de -0,7 milhões de euros e o remanescente do ajustamento da parcela fixa de 2012 no montante de - 0,6 milhões de euros;
- Parcela de acerto que recupera os desvios de faturação de 2012 e de 2013 no montante de -0,01 e 5,6 milhões de euros, respetivamente, e a primeira parcela do ajustamento da parcela de acerto de 2011, acrescida dos juros devidos ao diferimento desta parcela nos proveitos permitidos de 2013, no montante de 78,7 milhões de euros;
- Parcela de alisamento no total de 119 milhões de euros relativa ao valor previsto das seguintes parcelas: (i) desvios de faturação em 2012 no montante de 0,7 milhões de euros e (ii) revisibilidade de 2013 no montante de 118,3 milhões de euros.
- Saldo remanescente da correção de hidraulicidade, no montante de -35,6 milhões de euros.

Os valores da parcela fixa e da parcela de acerto, no montante de 71,8 milhões de euros¹⁵, serão entregues mensalmente pela REN à EDP Produção em função da potência contratada faturada nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004.

PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DO ACESSO À REDE DE TRANSPORTE

¹⁴ Taxa definida na Portaria n.º 85-A/2013, de 27 de fevereiro.

¹⁵ Neste montante não é considerado o valor relativo à parcela do ajustamento da parcela de acerto dos CMEC de 2011 diferido em Tarifas de 2013, uma vez que a mesma já foi transferida para a EDP Produção em 2013.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO EM 2014

Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária da rede nacional de distribuição

O montante de proveitos permitidos à entidade concessionária da RND na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte é dado pela expressão estabelecida no n.º 1 do Artigo 81.º e no n.º 1 do Artigo 84.º do Regulamento Tarifário.

Quadro 5-7 - Proveitos permitidos de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

			Unidade 10 ³ EUR	
			Tarifas 2013	Tarifas 2014
A		Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da UGS	1 451 862	1 587 205
(+)		Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Gestão Global do Sistema	511 175	451 228
(+)		Diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial	361 357	949 993
	SPRE1t	Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	84 200	468 711
	SPRE2t	Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	277 157	481 282
(+)		CMEC	441 497	233 848
	PFCMEC,t	Parcela Fixa dos CMEC	67 926	66 236
		Renda anual	68 256	67 532
		Ajustamentos	-330	-556
		Acerto da parcela fixa decorrente da alteração tx juro		-739
	PACMEC,t	Parcela de Acerto dos CMEC	148 579	84 234
		Revisibilidade (1)	147 150	78 655
		Ajustamentos	1 428	5 579
	CPCMEC,t	Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte	0	0
	PÂCMEC,t	Componente de alisamento dos CMEC	235 891	119 019
		Revisibilidade prevista (9/12)	248 833	118 289
		Ajustamentos previstos (9/12)	-1 010	729
		Correção de hidraulicidade (9/12)	-11 932	0
	CHpol,t-1	Correção de hidraulicidade	-10 900	-35 641
		Custos com a aplicação da tarifa social		
(+)	DTD06,t	Déficite tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006, a recuperar pelo operador da rede de distribuição	14 335	14 182
(+)	DTD07,t	Déficite tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BTN em 2007, a recuperar pelo operador da rede de distribuição	5 441	5 383
(-)		Diferença entre os valores faturados pela EDP Distribuição e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa UGS, em t-2	-37 819	-67 697
(+)	ESTpol,t	Valor a repercutir nas tarifas resultante de medidas no âmbito da estabilidade tarifária	77 531	-148 081
	CSusCVVEE,t	Custos no âmbito da sustentabilidade de mercados	-62 935	-285 181
	ESTEt	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	104 457	101 929
	ESTCIEGPOL	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	36 009	35 171
(+)		Diferencial positivo ou negativo na actividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (MAT, AT, MT) e BTE	13 297	21 996
		em NT	1 532	143
		em BTE	211	175
		em BT	11 554	21 678
(+)		Sobreproveito associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º2 do artigo 6º do Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de Setembro	-10 590	-9 041
B		Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da URT	366 036	375 901
(+)		Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Transporte de Energia Elétrica	376 191	370 688
(-)		Diferença entre os valores faturados pela EDP Distribuição e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa URT, em t-2	10 155	-5 213
C	A + B	Proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	1 817 898	1 963 105
		Desconto previsto com a aplicação da tarifa social	-3 597	-1 510

Nota: (1) Este valor inclui: (i) primeira parcela do ajustamento da parcela de acerto de 2011 diferida em Tarifas de 2013 no montante de 78 658m€ Este montante foi transferido para a EDP Produção em 2013 e (ii) acerto dos juros não homologados relativos à parcela de acerto de 2010 no montante de -3m€

5.2 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A atividade de distribuição foi, desde o início da regulação, uma atividade regulada por *price-cap* com uma evolução indexada à taxa de inflação adicionada dos ganhos de eficiência previstos para o período de regulação. No entanto, houve a necessidade de garantir a diminuição dos custos de exploração (OPEX), sem prejudicar o necessário investimento.

Desta forma, no atual período regulatório a metodologia do tipo *price cap* passou a ser aplicada apenas ao OPEX, sendo os custos com capital (CAPEX) analisados separadamente, o que implicou remunerar os investimentos aceites ao custo de capital da empresa, integrando as respectivas amortizações nos proveitos permitidos da empresa.

Para ultrapassar eventuais distorções no nível de investimentos, decorrentes da remuneração garantida dos mesmos, esta solução foi acompanhada de uma análise dos planos de investimento propostos no início do período regulatório pela empresa e, principalmente, da sua responsabilização pelo cumprimento dos planos traçados, de forma a garantir a racionalidade dos investimentos. Assim, a empresa fica vinculada ao nível de investimentos que se propôs efetuar no início do período regulatório. Caso o investimento ocorrido seja maior do que o inicialmente previsto para o período regulatório, a remuneração aplicada ao investimento em excesso, acima de um determinado nível, será inferior ao custo de capital.

Paralelamente, esta separação tem a virtude de poder integrar nos proveitos permitidos o investimento associado às chamadas "redes inteligentes", incentivando-o, não deixando de garantir, no entanto, que, com as soluções propostas, o risco associado a este tipo de investimento seja repartido de uma forma adequada entre os consumidores e as empresas.

No que respeita a estes investimentos, estes foram diferenciados dos restantes investimentos em termos regulatórios. Um dos aspetos de grande importância para a implementação deste modelo foi a criação de mecanismos simples que permitam a identificação da base de ativos a remunerar com um prémio de risco, dada a dificuldade em estabelecer uma fronteira entre a componente de inovação no investimento e sua componente "convencional".

Assim, o aumento no valor do CAPEX num primeiro momento, em consequência da implementação das "redes inteligentes", conjuga-se com uma diminuição esperada no valor do OPEX e pode levar a uma contenção do valor do CAPEX no futuro, nesse caso devido à racionalização dos investimentos.

A revisão da forma de regulação aplicada à atividade de distribuição foi acompanhada da revisão dos *drivers* de custos mais adequados, bem como do peso a dar às parcelas fixas e variáveis dos proveitos.

Para além dos proveitos calculados com base nos parâmetros fixados para o atual período de regulação, fazem parte dos proveitos permitidos desta atividade, os custos com rendas de concessão e os custos no âmbito de programas de reestruturação de efetivos anteriormente aceites pela ERSE.

Além disso, existem incentivos à melhoria do desempenho que efetivamente tenha ocorrido: (i) incentivo à redução do nível de perdas na rede de distribuição e (ii) incentivo à melhoria da qualidade de serviço, os quais são aceites *a posteriori*, sendo refletidos, via ajustamento, nas tarifas com um diferimento de dois anos. A análise destes incentivos encontra-se no documento "Ajustamentos referentes a 2012 e 2013 a repercutir nas tarifas de 2014". Por sua vez, o incentivo à promoção do desempenho ambiental é aceite *a priori* com base no plano apresentado pela empresa antes de cada período de regulação e ajustado ao fim de dois anos de acordo com os relatórios de execução.

CUSTOS COM 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 2014, as rendas de concessão, calculadas com a nova metodologia iniciada em 2009 de acordo com o Decreto-Lei n.º 230/2008, de 27 de novembro estimam-se em 256,9 milhões de euros.

PLANOS DE REESTRUTURAÇÃO DE EFETIVOS

O cálculo da renda do Programa de Apoio à Reestruturação (PAR) segue a nova metodologia¹⁶, 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 2014, foram calculados com base na análise do relatório de execução de 2012. De assinalar que os valores apresentados dizem respeito à totalidade do plano, independentemente da empresa onde está registado, ou seja, EDP Distribuição ou EDP SU. De salientar que a partir de 2009, o ativo regulatório que se encontrava na EDP SU foi transferido para a EDP Distribuição.

O quadro seguinte sintetiza o montante aceite em termos previsionais dos custos com reestruturação de efetivos para 2014 e indica, para cada plano, as anuidades que faltam vencer.

¹⁶ Metodologia discutida com a EDP Distribuição, em reunião sobre este assunto, e apresentada como proposta pela empresa no relatório de execução de 2007.

Quadro 5-8 - Custos com plano de reestruturação de efetivos

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2006	Tarifas 2007 (renda + ajustamento 2005 s/ juros)	Tarifas 2008 (renda + ajustamento 2006 s/ juros)	Tarifas 2009	Tarifas 2010	Tarifas 2011	Tarifas 2012	Tarifas 2013	Valores por recuperar	Anuidades	Renda Anual T 2014
Plano 2003	7 358	7 173	7 362	7 369	7 383	7 310	7 297	7 247	65 015	9	7 224
Plano 2004	14 699	31 364	14 539	14 550	14 584	14 467	14 425	14 409	143 631	10	14 363
Plano 2005	2 035	1 354	1 975	2 016	2 023	2 002	2 025	2 065	22 422	11	2 038
Total a acrescentar aos proveitos	24 092	39 892	23 876	23 935	23 989	23 779	23 747	23 721	231 068		23 625

O Quadro 5-9 apresenta os custos com outros planos de efetivos, nomeadamente o Programa de Racionalização de Recursos Humanos (PRRH) e o Plano de Ajustamento de Efetivos (PAE), que totalizam 30 602 milhares de euros em 2014.

Quadro 5-9 – Custos com outros planos de ajustamento de efetivos

Unidade: 10³ EUR

	2010 real	2011 real	2012 real	T2013	T2014
PRRH	32 995	26 498	19 696	13 065	7 128
PAE*	25 740	25 012	24 785	24 576	23 474
Total	58 735	51 510	44 482	37 641	30 602

* Exclui os FSE

Os valores apresentados não incluem o montante relativo à Caixa Cristiano Magalhães no total de 1 624 milhares de euros.

CAPEX - INVESTIMENTOS

Em virtude da alteração da forma de regulação na qual a metodologia de *price-cap* apenas se aplica ao OPEX, os custos decorrentes dos investimentos na rede de distribuição passaram a ser analisados separadamente.

Além disso, a partir do novo período regulatório, os investimentos no âmbito das “redes inteligentes” passaram a ter uma análise diferenciada dos restantes investimentos.

Apesar de ser matéria que ainda está em fase de consolidação, atualmente consideram-se que os principais benefícios associados às “redes inteligentes” são (ver por exemplo, Clastres, 2011¹⁷ e Meeus et al., 2010¹⁸), entre outros:

- A promoção da eficiência energética no consumo.

¹⁷ Clastres C. (2011), “Smart-grids: Another step towards competition, energy security and climate change objectives,” Energy Policy 39(9): 5399-5408.

¹⁸ Meeus L., Saguan M., Glachant J-M., Belmans R. (2010), “Smart regulation for smart grids,” EUI Working Papers.

- A possibilidade de integração de produção distribuída baseada em fontes renováveis.
- A melhoria da qualidade de serviço decorrente da gestão ativa das redes.
- A melhoria nos processos operacionais e na afetação dos recursos da empresa, que potenciam a redução dos seus custos operacionais.

Atendendo à informação disponibilizada pela EDP Distribuição no início do período regulatório, os investimentos em “redes inteligentes” para o período de 2012 a 2014 consistiam essencialmente num ensaio alargado de instalação de contadores inteligentes, incluindo os sistemas para a comunicação e tratamento de dados. Por motivos de diversa ordem, verificou-se que em 2012 estes investimentos não se concretizaram na dimensão e prazo previstos, tendo a empresa reajustado o seu planeamento de investimento em “redes inteligentes” para os anos de 2013 e 2014. O plano reajustado, ao invés do inicial que estava focado na instalação de contadores inteligentes em consumidores finais, denota alguma diversificação no tipo de investimento que o operador da rede de distribuição assume como inovador, tendo surgido os projetos de telecontagem em PTs da rede de distribuição e o projeto para a telegestão da iluminação pública.

Sobre estes projetos, importa referir que, na revisão do Regulamento de Relações Comerciais ocorrida em 2011, foi estabelecido que o operador da rede de distribuição deveria proceder à instalação de equipamentos de medição nos pontos de entrega da rede de MT à rede de distribuição em BT (Artigo 157.º, n.º 2) e nos circuitos de iluminação pública (Artigo 137.º, n.º 7). Com este enquadramento regulamentar, a classificação destes projetos como investimento inovador afigura-se pouco plausível. Contudo, analisando a forma com o operador da rede de distribuição se propõe dar cumprimento às disposições acima referidas, conclui-se o seguinte:

- Telecontagem e telegestão da iluminação Pública - a instalação de telegestão, em conjunto com a telecontagem, afigura-se com grande potencial de redução dos custos operacionais, num contexto em que as necessidades de parametrização dos horários de funcionamento destes circuitos deverão aumentar, podendo os requisitos diferir substancialmente entre autarquias. Espera-se também que algumas medidas de eficiência energética, por via de otimização do funcionamento da iluminação pública, possam ser colocadas de imediato em prática de forma eficaz recorrendo a estes sistemas. Deste modo, o projeto de telecontagem e telegestão da iluminação pública será enquadrado na base de ativos das “redes inteligentes”.
- Telecontagem e instalação de DTC's em postos de Transformação – apesar de contribuir para um melhor entendimento da problemática das perdas nas redes de distribuição e permitir a recolha de dados para o balanço energético, a telecontagem nos postos de transformação não se afigura, por si só, como um investimento inovador, tendo em conta o enquadramento regulamentar referido e o conceito de “redes inteligentes” assumido a nível europeu . Contudo, a instalação de DTC's não pode ser encarada da mesma forma, dado que estes equipamentos estão vocacionados para a gestão ativa da rede de distribuição e para a integração num sistema

de comunicações e tratamento de dados que venha futuramente a ser criado. Por este motivo, a ERSE decidiu integrar na base de ativos das “redes inteligentes” o projeto de instalação de DTC’s, tendo considerado “rede convencional” os investimentos em telecontagem.

- Ensaio alargado com contadores inteligentes – no paradigma atual são considerados investimento inovador, por constituírem um passo adicional na difusão das “redes inteligentes” em Portugal, que permitirá aprofundar a aprendizagem sobre estes sistemas antes da generalização da tecnologia. Importa no entanto referir que, quando se concretizar o *roll-out* de contadores inteligentes será necessário reavaliar o caráter inovador destas tecnologias à luz deste mecanismo. A partir desse momento, poder-se-á assumir a maturidade desta tecnologia em Portugal, a atribuição de prémio na remuneração deste tipo de investimentos deixa de fazer sentido apesar de se enquadrarem no paradigma das “redes inteligentes”.

PROVEITOS PERMITIDOS NA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA 2014

O montante de proveitos permitidos à entidade titular de licença vinculada de distribuição na atividade de Distribuição de Energia Elétrica é dado pela expressão estabelecida no n.º 1 do Artigo 85.º do Regulamento Tarifário.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO EM 2014

Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária da rede nacional de distribuição

Quadro 5-10 - Proveitos permitidos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2013	Tarifas 2014
$a = [(1)+(2)\times(3)]+(4)\times(5)+((6)\times(7)/1000]$	Custos de exploração líquidos aceites pela ERSE	159 778	153 049
(1)	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	40 317	39 163
(2)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/MWh)	1,364	1,325
(3)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - energia distribuída (GWh)	45 073	44 139
(4)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/MWh)	0,511	0,49600
(5)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - energia injectada (GWh)	19 292	16 666
(6)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/cliente)	2 034	1 976
(7)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - número clientes	23 660	23 858
$b = c + d$	Custo com capital afecto à actividade de distribuição em AT/MT	333 370	326 047
$c = (8) + [(9)\times(10)] - (11)$	Custo com capital calculado no âmbito da rede convencional	333 370	323 402
(8)	Amortizações dos activos fixos	151 371	156 209
(9)	Valor médio dos activos fixos	1 915 520	1 945 454
(10)	Taxa de remuneração dos activos fixos	0	9,5%
(11)	Ajustamento t-1 CAPEX	-25	17 625
$d = (12) + [(13)\times(14)] - (15)$	Custo com capital calculado no âmbito da rede inteligente	0	2 646
(12)	Amortizações dos activos fixos, calculadas no âmbito da rede inteligente		1 329
(13)	Valor médio dos activos fixos, calculado no âmbito da rede inteligente		6 866
(14)	Taxa de remuneração dos activos fixos, calculada no âmbito da rede inteligente		11,0%
(15)	Ajustamento t-1 CAPEX		-561
e	Custos com planos de reestruturação de efectivos	21 944	18 467
f	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0	0
g	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em AT/MT	6 641	-6 055
A = a + b + e + f - g	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	508 451	503 619
$h = [(1)+(2)\times(3)]+(4)\times(5)+((6)\times(7)/1000]$	Custos de exploração líquidos aceites pela ERSE	237 210	224 715
(1)	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	72 763	70 680
(2)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/MWh)	3,887	3,776
(3)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - energia distribuída (GWh)	23 395	22 310
(4)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/MWh)	0	0,000
(5)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - energia injectada (GWh)	0	213
(6)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	11,87	11,53
(7)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - número clientes	6 195 542	6 055 785
$i = j + k$	Custos com capital afectos à actividade de Distribuição	222 653	210 876
$j = (8) + [(9)\times(10)] - (11)$	Custo com capital calculado no âmbito da rede convencional	216 624	209 563
(8)	Amortizações dos activos fixos, calculadas no âmbito da rede convencional	112 248	115 508
(9)	Valor médio dos activos fixos, calculado no âmbito da rede convencional	1 112 999	1 114 504
(10)	Taxa de remuneração dos activos fixos, calculada no âmbito da rede convencional	9,5%	9,5%
(11)	Ajustamento t-1 CAPEX	1 360	11 823
$k = (12) + [(13)\times(14)] - (15)$	Custo com capital calculado no âmbito da rede inteligente	6 030	1 313
(12)	Amortizações dos activos fixos, calculadas no âmbito da rede inteligente	4 342	3 472
(13)	Valor médio dos activos fixos, calculado no âmbito da rede inteligente	15 098	17 111
(14)	Taxa de remuneração dos activos fixos, calculada no âmbito da rede inteligente	11,0%	11,0%
(15)	Ajustamento t-1 CAPEX	-27	4 041
l	Custos com planos de reestruturação de efectivos	42 306	37 384
m	Custos com rendas de concessão	257 059	256 893
n	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0	0
o	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em BT	-11 588	-20 360
B = h + i + l + m + n - o	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	770 815	750 228
C = A + B	Total de proveitos	1 279 267	1 253 847

6 ATIVIDADES 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 (CUR) a uma sociedade, juridicamente independente das sociedades que exercem as demais atividades no sistema elétrico nacional, a constituir pela EDP Distribuição Energia, S.A..

Na sequência destes diplomas, foi constituída a EDP Serviço Universal a 1 de janeiro de 2007 por destacamento de ativos, passivos e capitais próprios da EDP Distribuição. O comercializador de último recurso exerce as atividades de Compra e Venda de Energia Elétrica, a atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e Distribuição e a atividade de Comercialização.

6.1 ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA

A atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica corresponde à aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, no mercado organizado ou ainda através de contratos bilaterais, para satisfazer os fornecimentos aos clientes.

Em 2011 com a alteração regulamentar procedeu-se ao alargamento da regulação por incentivos a esta atividade, de forma a que o risco associado a esta atividade não seja todo suportado pelos consumidores, ao contrário do que se verifica na relação entre os comercializadores de mercado e os seus clientes.

Esta metodologia obriga a mudanças de várias ordens, como seja, a desagregação da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica em duas funções: função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes e função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial. Esta desagregação tem como principal vantagem a de permitir uma melhor monitorização da atividade do CUR, bem como permitir aplicar metodologias de incentivo à aquisição eficiente de energia elétrica.

6.1.1 CUSTOS COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NOS MERCADOS ORGANIZADOS

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

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

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 2014, em consistência com a previsão de consumos no mercado regulado e com o nível previsto de perdas nas redes.

Quadro 6-1 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da sua procura

Unidade: GWh

	Real		Proposta EDP SU junho 2013		ERSE Tarifas 2014		Diferenças ERSE - EDP SU	
	2011	2012	2013	2014	2013	2014	2013	2014
+ Saldo da compra e venda de energia para fornecimentos do CUR	9 087	3 697	-3 505	-7 027	-4 294	-8 670	-789	-1 643
+ Produção em regime especial	18 333	18 982	21 095	20 380	20 987	20 635	-108	255
- Perdas na rede de Distribuição	2 483	2 615	2 047	1 582	2 005	1 552	-42	-30
(perdas/fornecimentos)	10,21%	13,28%	13,30%	13,54%	13,88%	15,14%		
- Perdas na rede de Transporte	358	297	113	89	213	157	100	68
(perdas/fornecimentos)	1,5%	1,5%	0,7%	0,8%	1,5%	1,5%		
Total das aquisições	27 420	22 679	17 590	13 353	16 693	11 965	-896	-1 388

As aquisições de energia pelo CUR usadas no cálculo das tarifas para 2014 resultam das previsões da empresa, corrigidas para o nível de procura considerado pela ERSE e tendo em consideração a evolução histórica do mercado livre, que incorpora os efeitos da publicação dos diplomas relativos à extinção das tarifas reguladas, designadamente do Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, que estabeleceu o regime de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais em BTN, e do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro, que estabeleceu o procedimento de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais em MAT, AT, MT e BTE. Neste contexto, atenta ao presente estado da liberalização do setor, a evolução previsional do consumo e do número de clientes em mercado livre assumida pela ERSE para o cálculo tarifário, tem em conta o seguinte:

- Conclusão em julho de 2013 da transição dos clientes em MAT para o mercado livre.
- A passagem da totalidade dos clientes em AT para comercializadores livres deverá desenrolar-se até ao final de 2014.
- Os clientes em MT e BTE deverão migrar gradualmente para o mercado livre ao longo do ano 2013 e ainda durante o ano de 2014, ficando a quota em mercado livre da MT muito próxima de 100% e a de BTE acima de 80% no final de 2014.

Incremento das quotas de clientes em BTN nos comercializadores livres, com um ritmo coerente com os objetivos definidos na legislação, prevendo-se um evolução linear durante os meses finais de 2013,

sendo expectável um novo incremento do ritmo de saída para o mercado livre durante o primeiro semestre 2014.

AQUISIÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA À PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

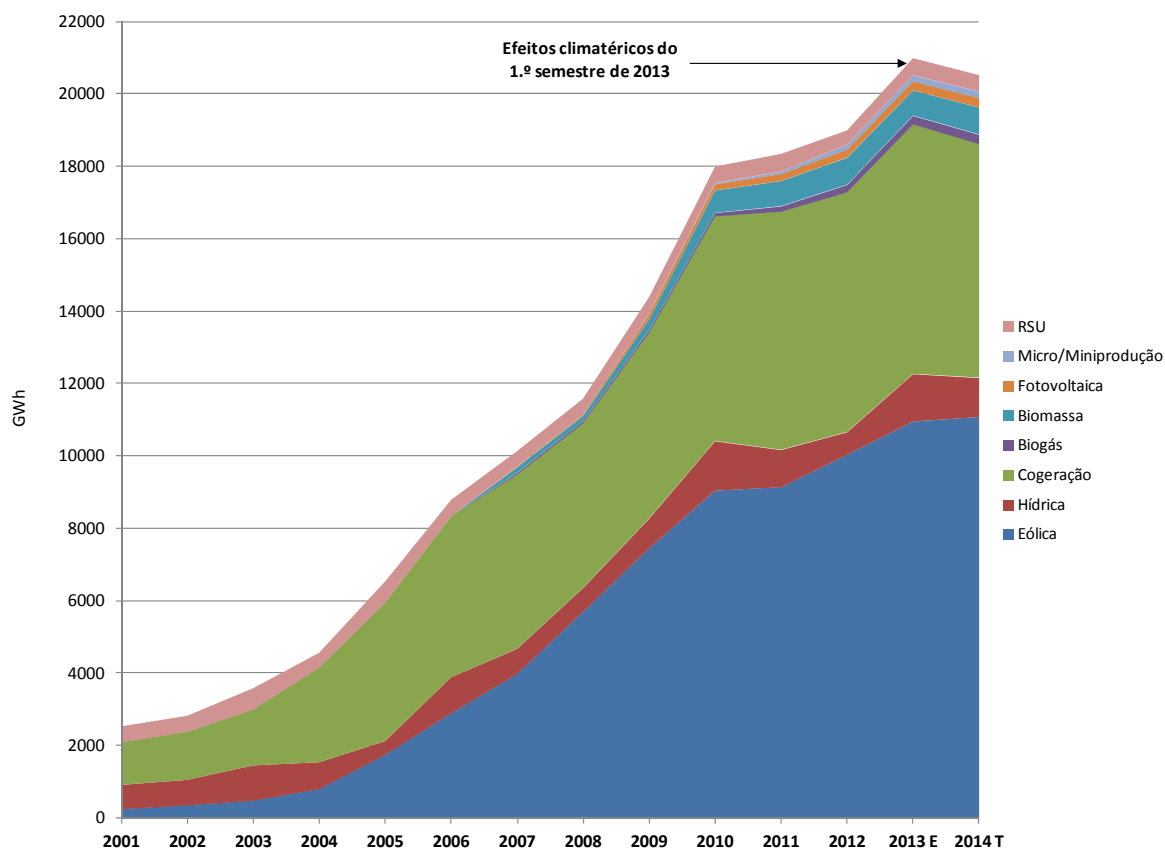
No Quadro 6-2 apresenta-se o custo médio unitário de aquisição de energia elétrica à PRE previsto para 2014 por tecnologia e respetivas quantidades de energia.

Quadro 6-2 - Custo de aquisição de energia elétrica à PRE

	Tarifas 2014				
	GWh	Preço médio de aquisição €/MWh	Custo Total 10 ⁶ EUR	Preço médio de referência €/MWh	Sobrecusto PRE referente ao ano 10 ⁶ EUR
Produção em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	13 819	103,62	1 431 954		754 769
Eólicas	11 014	96,29	1 060 582	49,00	520 857
Hídricas	1 079	96,21	103 796	49,00	50 928
Biogás	229	113,73	26 096	49,00	14 852
Biomassa	688	118,18	81 357	49,00	47 622
Fotovoltaica e energia das ondas	355	339,70	120 468	49,00	103 090
RSU	0	0,00		49,00	
RSU	454	87,40	39 654	49,00	17 421
Produção em regime especial não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	6 816	124,16	846 320		512 305
Térmica - Cogeração (NFER)	4 876	119,88	584 558	49,00	345 615
Térmica - Cogeração (FER)	1 730	100,14	173 247	49,00	88 471
Microgeração	210	421,30	88 515	49,00	78 219
Total da produção em regime especial	20 635	110,41	2 278 273		1 267 074

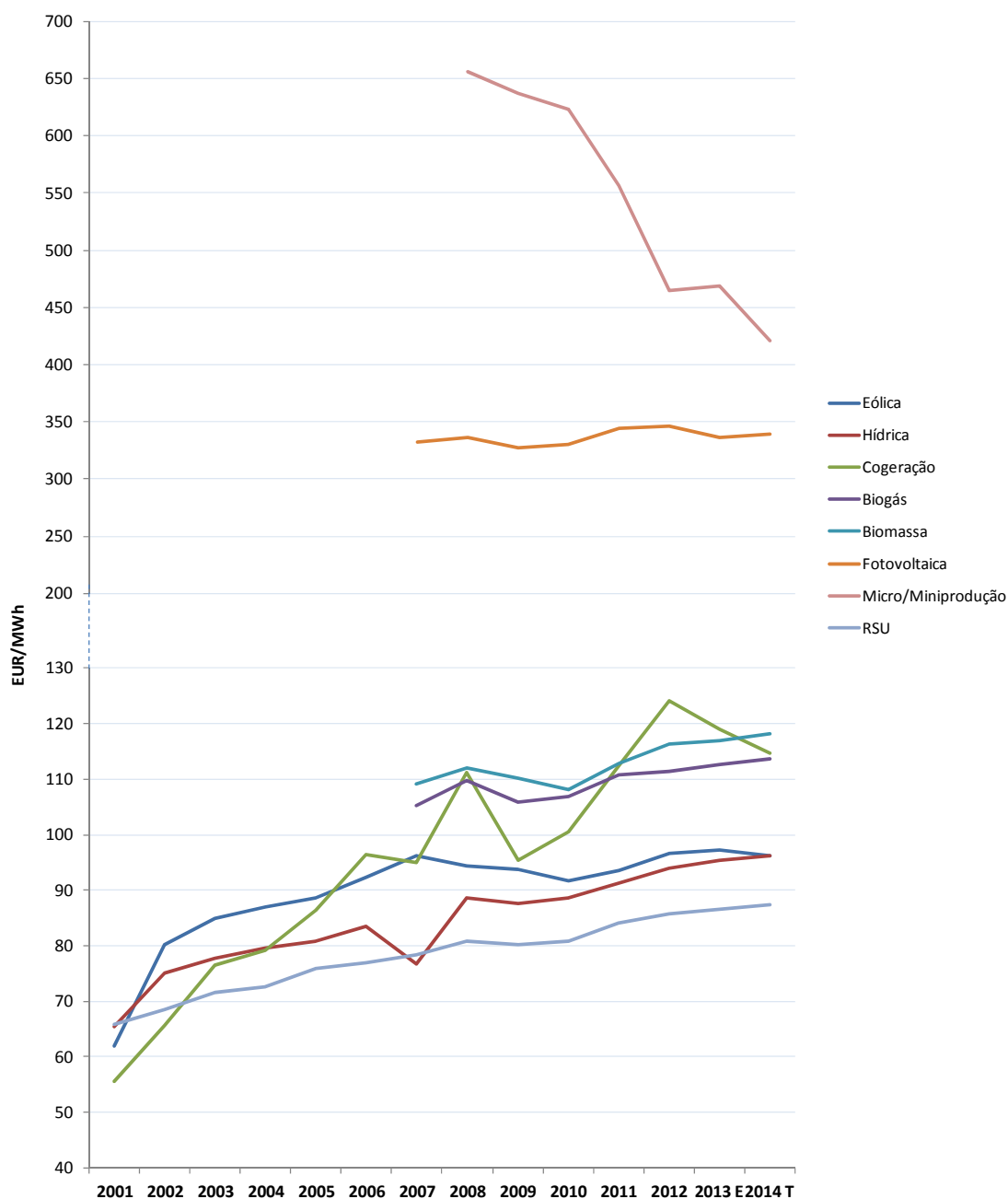
A Figura 6-1 apresenta as quantidades ocorridas da PRE por tecnologia no período de 2001 a 2012, o valor estimado para 2013 e a previsão implícita no cálculo das tarifas de 2014. Até 2010 verificou-se um forte aumento da injeção nas redes de PRE, com taxas de crescimento de dois dígitos até 2010, seguida de uma desaceleração em 2011 e 2012, com subidas de 1,9% e 3,5% respetivamente. A estimativa para 2013 tem em conta a elevada produção de origem eólica e hídrica verificada nos primeiros meses deste ano, que contribuirá para um crescimento superior a 10% face a 2012. Na previsão para 2014, considerou-se que os índices de produtividade eólica e hídrica retomam os valores médios o que deverá originar uma descida da produção em 2014 face a 2013 na ordem de 2%.

Figura 6-1 - Evolução das quantidades da PRE por tecnologia



A Figura 6-2 apresenta a evolução do preço unitário da PRE por tecnologia entre 2001 e 2012 (valores ocorridos), estimativa para 2013 e previsão para 2014. Em termos unitários, o preço médio de energia proveniente de PRE apresentou entre 2001 e 2012 uma taxa média anual de crescimento de 5,8%. Para 2013, o preço médio deverá decrescer cerca de 1,5%, principalmente em resultado da previsão de descida do preço do petróleo que está incluído na formulação da *feed in tariff* das instalações de cogeração e do novo regime remuneratório destas instalações, devendo este fator sobrepor-se, em média, aos demais fatores que afetam os custos de aquisição da PRE.

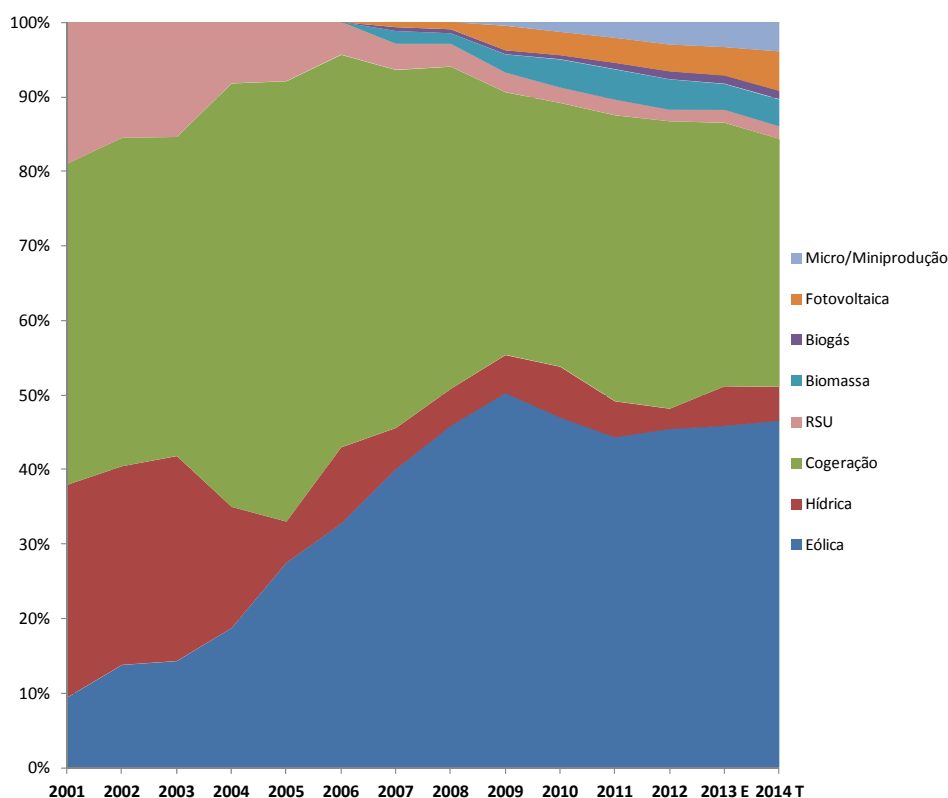
Figura 6-2 - Evolução do custo unitário PRE por tecnologia



A Figura 6-3 apresenta o peso de cada tecnologia no custo total da PRE. Verifica-se que as tecnologias com maior produção (eólica e cogeração) são também as que apresentam um maior peso no total dos custos da PRE. Esta figura mostra também o alargamento do *mix* de produção renovável a outras tecnologias, sobretudo a partir de 2006, como são o caso da biomassa, biogás, fotovoltaica e mais recentemente da micro/miniprodução. Atente-se, contudo, para o peso crescente nos custos da PRE das duas últimas tecnologias referidas, que em 2012 corresponderam a cerca de 2% das injeções de PRE na

rede pública, mas representaram cerca de 7% dos custos de aquisição à PRE. Prevê-se que em 2014 o peso nas quantidades suba cerca de 1 ponto percentual, mas o peso nos custos deva subir mais de 2 pontos percentuais.

Figura 6-3 - Peso de cada tecnologia no custo total da PRE



CUSTO MÉDIO DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA FORNECIMENTO DOS CLIENTES

Os pressupostos subjacentes ao custo médio de aquisição energia elétrica para fornecimento dos clientes de 55,8€/MWh, previsto para 2014, que resulta da soma do preço médio de energia elétrica em Portugal 53,5€/MWh e do acerto ao preço de mercado diário devido ao perfil de compra do CUR 2,3€/MWh, estão apresentados no Capítulo 2.3.

6.1.2 AJUSTAMENTOS

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

1. O ajustamento provisório da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento de clientes, referente ao ano de 2013.

2. Os ajustamentos por aplicação da tarifa de Energia em 2012.
3. O ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo referente a 2012.

O quadro seguinte sintetiza o montante de ajustamentos referentes a 2012 e 2013.

Quadro 6-3 - Ajustamentos do comercializador de último recurso no âmbito da função CVEE FC

Unidade 10 ³ EUR	
	Tarifas 2014
Valor previsto para o ajustamento dos custos com a função CVEE FC, referente a 2013	285 836
Ajustamento da tarifa de energia, relativo a 2012	-27 545
Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo referente a 2012	26 890
Total de ajustamentos a incorporar nos proveitos para 2014	285 181

Uma análise mais aprofundada destes valores encontra-se no documento “Ajustamentos referentes a 2012 e 2013 a repercutir nas tarifas de 2014”.

Estes montantes ao abrigo do Artigo 88.º são recuperados na tarifa de uso global do sistema do operador da rede de distribuição.

CUSTOS COM A FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA PARA FORNECIMENTO DOS CLIENTES

O montante de custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes do comercializador de último recurso é dado pela expressão estabelecida no n.º1 do Artigo 88.º do Regulamento Tarifário.

Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula foram considerados os valores do Quadro 6-4.

Quadro 6-4 - Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes

		Unidade 10 ³ EUR	
		Tarifas 2013	Tarifas 2014
A	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes = (1) x (2) + (3) - (4) + (5)	1 209 150	705 651
1	Custo médio de aquisição de energia elétrica (sem custos com desvios de carteira e serviços de sistema)	58,82	55,80
2	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes CUR	19 505	11 965
3	Desvio por gestão carteira	18 909	14 754
4	Proveitos decorrentes da partilha de risco entre CUR e os comercializadores de mercado	0	0
5	Outros custos	42 911	23 203
B	Custos de funcionamento afectos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes, previstos para o ano t	3 916	4 556
C	Valor previsto para o ajustamento dos custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes, no ano t-1 a incorporar no ano t	144 993	285 836
D	Ajustamento no ano t dos custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes, relativo ao ano t-2	-81 286	-27 545
E	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo referente a t-2 a incorporar nos proveitos do ano t	-773	26 890
F	Total dos proveitos a recuperar pela função de compra e venda de energia elétrica para fornecimento dos clientes = (A) + (B) - (C) - (D) - (E)	1 150 131	425 026
G	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos da sustentabilidade de mercados = - [(C) + (D) + (E)]	-62 935	-285 181
H	Total dos proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação da TE = (F) - (G)	1 213 065	710 207

6.2 ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DO ACESSO ÀS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

A atividade 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 atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, não se preveem ajustamentos nesta atividade.

O montante de custos com a atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição em 2014 do comercializador de último recurso é dado pela expressão do Artigo 89.º do Regulamento Tarifário.

Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula, foram considerados os valores do Quadro 6-5.

Quadro 6-5 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição

	Unidade 10 ³ EUR	
	Tarifas 2013	Tarifas 2014
Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t	762 409	523 604
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano t	130 968	87 205
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t	790 279	481 721
Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, previstos para o ano t	1 683 655	1 092 531

6.3 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

A atividade de Comercialização é regulada com base em incentivos, aplicando-se níveis de eficiência ao OPEX. Os proveitos incluem ainda uma margem que tem como objetivo a reposição dos custos das necessidades financeiras resultantes do desfasamento temporal entre os prazos médios de pagamentos e os prazos médios de recebimentos associados às atividades reguladas do comercializador de último recurso.

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

Desta forma, de acordo com as alterações no Regulamento Tarifário efetuadas em 2011, os proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa de comercialização passam a ser calculados com base na tarifa do ano anterior acrescida de um fator de atualização. Posteriormente, esse valor é comparado com o valor dos proveitos permitidos, sendo a diferença transferida para a UGS.

Além disso, outra das particularidades desta atividade é o facto da EDP SU transferir, através de contratos de *outsourcing*, a operacionalização dos processos comerciais para a EDP Soluções Comerciais S.A. (EDP SC), que constitui uma plataforma independente de serviços partilhados entre os diferentes negócios comerciais do Grupo EDP.

Atendendo ao elevado peso que a prestação de serviços da EDP SC representa na totalidade dos custos da atividade da EDP SU, e a necessidade de obter uma maior discriminação da informação sobre estes custos, em 2011 foi acordada a elaboração de um estudo (contratado à Deloitte) que permitisse avaliar a eficiência dos custos da EDP SU, nomeadamente na sua relação com a EDP SC. Desta forma, foi

possível uma análise mais detalhada dos custos imputados à regulação e uma maior garantia do nível de eficiência incluído nos custos a considerar no cálculo dos proveitos permitidos.

Esta análise permitiu igualmente apoiar a ERSE na definição dos *drivers* de custos desta atividade para o atual período regulatório. Importa, contudo, referir que o modelo de faturação subjacente a análise da Deloitte e à definição destes parâmetros foi alterado pela EDP SU após o início do período regulatório, dissociando a definição dos proveitos desta atividade da realidade económica. Este facto obrigará a uma abordagem particular por parte da ERSE, aquando da análise do desempenho económico da EDP SU nesta atividade, no final do corrente período regulatório, e da definição dos parâmetros para o próximo período regulatório.

Assim, para proveitos permitidos de 2014, aplica-se o estabelecido em 2012, para o início do novo período regulatório.

PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

O montante de proveitos permitidos à EDP Serviço Universal na atividade de Comercialização é dado pela expressão estabelecida no n.º1 do Artigo 90.º do Regulamento Tarifário.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO EM 2014

Atividades desenvolvidas pelo comercializador de último recurso

Quadro 6-6 - Proveitos permitidos à atividade de Comercialização

			Unidade: 10 ³ EUR	
			Tarifas 2013	Tarifas 2014
1	F_{CNT}	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (MAT, AT e MT)	96	93
2	V_{CNT}	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (€/consumidor)	11,066	10,760
3	E_{CNT}	Número de consumidores médio, em NT	4 538	2 367
4	V_{CNT}	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (€/processo)	3,592	3,493
5	P_{CNT}	Número de processos de atendimento, em NT (milhares)	3 794	1 293
6	PEF_{CNT}	Custos com planos de reestruturação de efetivos	0	0
7	$\frac{\tilde{c}_c}{365} \times (R_{ENT}^{CR} + R_{CVATD,NT}^{CR}) \times f_c$	Reposição do custo das necessidades financeiras em NT	337	175
	\tilde{c}_c	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em dias)	18	11
	R_{ENT}^{CR}	Custos com a atividade de CVEE afetos a NT	43 202	35 519
	$R_{CVATD,NT}^{CR}$	Proveitos permitidos da CVATD afetos a NT	28 765	26 478
	f_c	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras	9,50%	9,50%
8	$Z_{CNT,t-1}$	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, atualizados para o ano t	0	0
9	$\Delta R_{CNT,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em NT	-1 359	-74
A	$R_{CNT}^{CR} = (1) + (2) \times (3) / 1000 + (4) \times (5) / 1000 + (6) \times (7) + (8) - (9)$	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	1 856	373
B		Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (MAT, AT, MT)	1 532	143
C	A-B	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	324	230
10	F_{CBTE}	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	108	105
11	V_{CBTE}	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE (€/consumidor)	6,370	6,194
12	E_{CBTE}	Número de consumidores médio, em BTE (milhares)	11 167	6 039
13	V_{CBTE}	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE (€/processo)	3,592	3,493
14	P_{CBTE}	Número de processos de atendimento, em BTE (milhares)	8 697	3 006
15	PEF_{CBTE}	Custos com planos de reestruturação de efetivos	0	0
16	$\frac{\tilde{c}_c}{365} \times (R_{EBTE}^{CR} + R_{CVATD,BTE}^{CR}) \times f_c$	Reposição do custo das necessidades financeiras em BTE	410	168
	\tilde{c}_c	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em dias)	18	13
	R_{EBTE}^{CR}	Custos com a atividade de CVEE afetos a BTE	43 580	23 384
	$R_{CVATD,BTE}^{CR}$	Proveitos permitidos da CVATD afetos a BTE	43 868	26 927
	f_c	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras	9,50%	9,50%
17	$Z_{CBTE,t-1}$	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, atualizados para o ano t	0	0
18	$\Delta R_{CBTE,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BTE	-30	-85
D	$R_{CBTE}^{CR} = (10) + (11) \times (12) / 1000 + (13) \times (14) / 1000 + (15) - (16) + (17) - (18)$	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	650	406
E		Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em BTE	211	175
F	D-E	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	439	231
19	F_{CBTN}	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	35 099	34 129
20	V_{CBTN}	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT (€/consumidor)	3,586	3,487
21	E_{CBTN}	Número de consumidores médio, em BT (milhares)	5 213 702	3 432 471
22	V_{CBTN}	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT (€/processo)	3,592	3,493
23	P_{CBTN}	Número de processos de atendimento, em BT (milhares)	4 461 171	2 880 157
24	PEF_{CBTN}	Custos com planos de reestruturação de efetivos	0	0
25	$\frac{\tilde{c}_c}{365} \times (R_{EBT}^{CR} + R_{CVATD,BT}^{CR}) \times f_c$	Reposição do custo das necessidades financeiras em BT	7 320	3 813
	\tilde{c}_c	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em dias)	10	9
	R_{EBTN}^{CR}	Custos com a atividade de CVEE afetos a BT	1 137 191	651 304
	$R_{CVATD,BTN}^{CR}$	Proveitos permitidos da CVATD afetos a BT	1 675 394	1 039 238
	f_c	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras	9,50%	9,50%
26	$Z_{CBT,t-1}$	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, atualizados para o ano t	0	0
27	$\Delta R_{CBTN,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BT	-2 777	-4 095
G	$R_{CBTN}^{CR} = (19) + (20) \times (21) / 1000 + (22) \times (23) / 1000 + (24) + (25) - (26) - (27)$	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	79 917	64 067
E		Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em BT	11 554	21 678
F	D-E	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	68 363	42 389
H	A + D + G	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	82 423	64 846
I	B+E	Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (MAT, AT, MT) e BTE	13 297	21 996
J	H-I	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica	69 126	42 850
		Sobrepovoio associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º 2 do artigo 6º do Decreto Lei n.º 104/2010, de 29 de Setembro	-10 590	-9 041

6.4 SOBREPROVEITO PELA APLICAÇÃO DA TARIFA TRANSITÓRIA

O sobreproveito associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º2 do Artigo 6º do Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de setembro, ascende a 9 041 milhares de euros.

Este é um valor a recuperar pelo CUR de modo a transferi-lo para o operador da rede de distribuição para ser repercutido em benefício de todos os clientes através da tarifa de UGS.

7 PROVEITOS PERMITIDOS PARA 2014 NO CONTINENTE

Quadro 7-1 - Proveitos permitidos em 2014 por atividade no Continente

Unidade: 10- EUR

Tarifas 2014	Proveitos permitidos por atividade (1)	Custos transferidos entre atividades (2)	Proveitos a proporcionar em 2014, previstos em 2013 (c/ ajustamento) (3) = (1) + (2)	Sustentabilidade e coexistência de mercados (4)	Tarifa social (5)	Tarifas 2014 (6) = (3) - (4) + (5)
REN Trading	163 549		0	0		0
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (CVEEAC)	163 549	-163 549 (GGS)	0			0
REN	658 367		821 915	0		821 915
Gestão Global do Sistema (GGS)	287 679	163 549 (CVEEAC)	451 228			451 228
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	370 688		370 688			370 688
EDP Distribuição	3 489 178	-821 915	2 667 263	272 226	-1 510	2 393 527
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	1 253 847		1 253 847			1 253 847
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT)	2 235 331	-821 915 (GGS + TEE)	1 413 416	272 226		1 141 190
Tarifa social					-1 510	-1 510
EDP Serviço Universal (CUR)	2 532 395	-2 042 524	489 872	-272 226		762 098
Compra e Venda de Energia Elétrica	1 375 019	-949 993	425 026	-285 181		710 207
Compra e Venda de Energia Elétrica PRE (CVEE PRE)	949 993	-949 993 (Sobrecusto da PRE na CVAT)	0			0
Compra e Venda de Energia Elétrica Fornecimento a clientes (CVEE FC)	425 026		425 026	-285 181		710 207
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	1 092 531	-1 092 531 (DEE + CVAT)	0			0
Comercialização (C)	64 846		64 846	21 996		42 850
Sobreprovento associado aplicação tarifa transitória				-9 041		9 041
			3 979 050	0	-1 510	3 977 540

8 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

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

Na preparação do novo período regulatório 2012-2014, procurou-se aprofundar e melhorar a regulação por incentivos no OPEX¹⁹, alargando-a a outras atividades ou definindo os *drivers* de custos de acordo com a realidade atual.

A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar às atividades de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, de Distribuição de Energia Elétrica e Comercialização de Energia Elétrica foi realizada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014”, de dezembro de 2011.

Em seguida descrevem-se e justificam-se as decisões tomadas pela ERSE respeitante às atividades reguladas da EDA, tendo em vista a elaboração das tarifas para 2014.

8.1.1 INFORMAÇÃO ENVIADA

Uma regulação baseada em custos e investimentos aceites, como é o caso das três atividades da EDA ao nível do seu CAPEX²⁰, bem como a necessidade inerente à análise do impacto da aplicação de metas de eficiência no OPEX determina que, tanto os custos, como os investimentos propostos pela empresa sejam convenientemente justificados.

A informação enviada pela EDA, respeitante aos anos de 2012 a 2014, está genericamente de acordo com o solicitado, e inclui:

- Balanços de energia elétrica.
- Investimentos e participações por atividade.
- Informação económica das atividades reguladas, nomeadamente, custos e proveitos por atividade, e os imobilizados líquidos em exploração.
- Número de clientes por nível de tensão.

¹⁹ *Operational expenditures.*

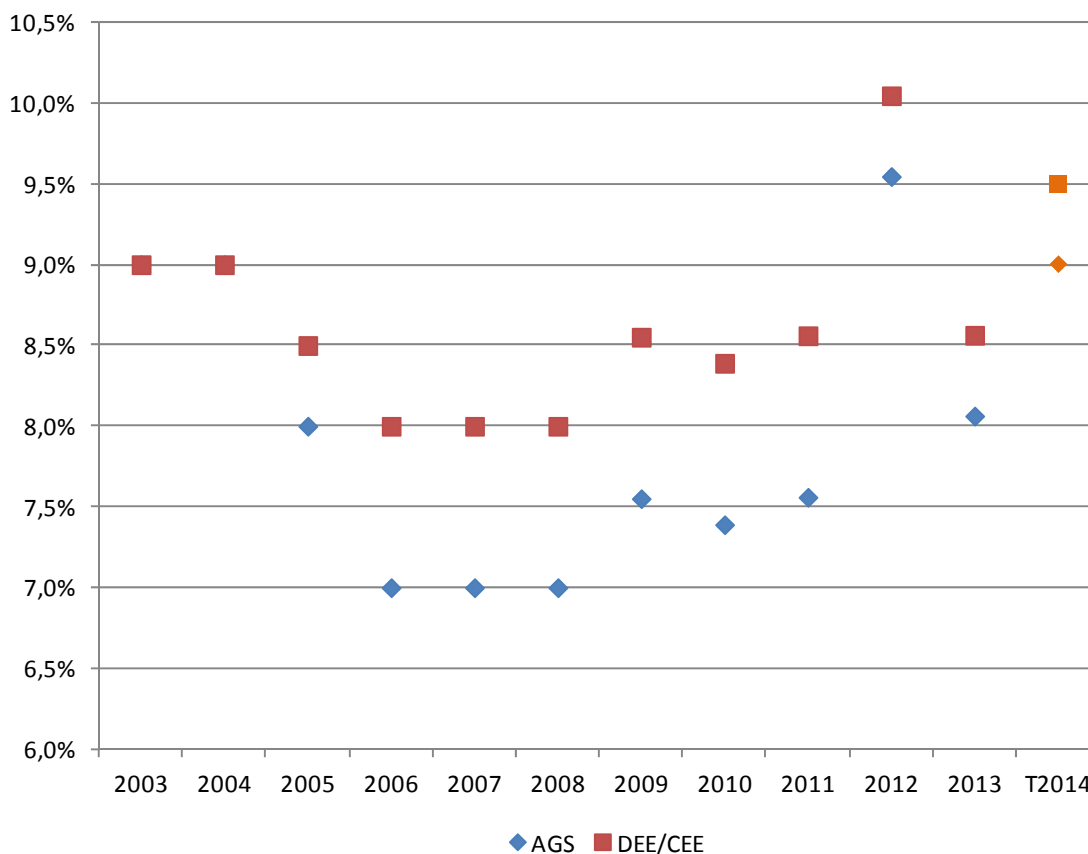
²⁰ *Capital expenditures.*

8.1.2 TAXA DE REMUNERAÇÃO DAS ATIVIDADES DA EDA

De acordo com a decisão da ERSE fundamentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014”, as taxas de remuneração da EDA a aplicar à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão Global do Sistema, à atividade de Distribuição de Energia Elétrica e à atividade de Comercialização de Energia Elétrica são de 9%, 9,5% e 9,5%, respetivamente. Estes valores estão parcialmente indexados à evolução dos CDS da República Portuguesa, sendo que os valores definitivos para 2012 foram 9,55%, 10,05% e 10,05%, e para 2013 8,0%, 8,5% e 8,5%.

Seguidamente apresenta-se a evolução das taxas de remuneração dos ativos aplicadas às atividades da EDA.

Figura 8-1 – Taxa de remuneração dos ativos líquidos de amortizações na EDA



De notar que em 2014 a taxa apresentada é a taxa definida aquando da fixação de parâmetros, sendo a mesma ajustada definitivamente nos proveitos permitidos do próximo ano.

8.2 ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

As alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o atual período regulatório implicaram uma alteração da metodologia de definição dos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema ao nível do OPEX líquido.

Assim neste caso, passou-se de uma metodologia de regulação de custos aceites em base anual, para um mecanismo do tipo *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência. No que respeita ao CAPEX, continua a aplicar-se um modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual.

A definição dos parâmetros subjacentes a esta metodologia de regulação, nomeadamente a definição da base de custos do OPEX, bem, como as metas de eficiência a aplicar a essa base, encontram-se explicadas no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014”, de dezembro de 2011.

8.2.1 CUSTOS DE ENERGIA

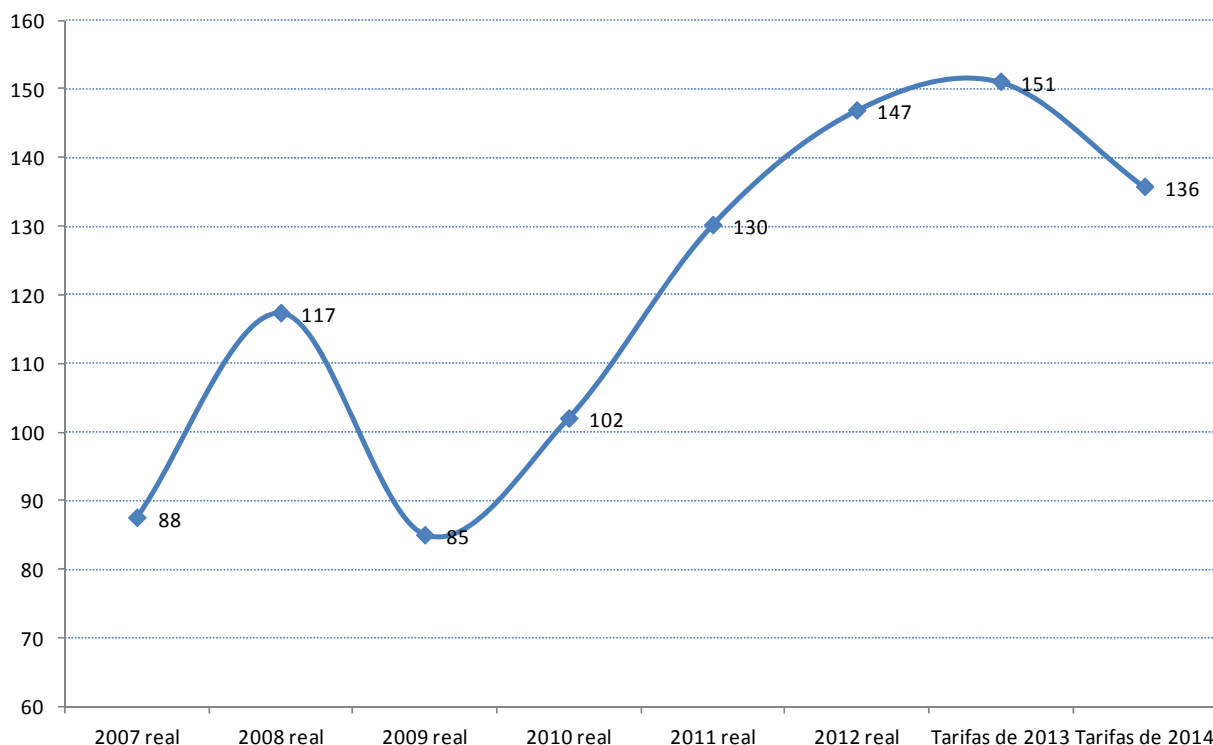
8.2.1.1 CUSTOS DOS COMBUSTÍVEIS

No Quadro 8-1 apresentam-se os custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EDA. O custo unitário variável da energia elétrica emitida pelas centrais da EDA considerado nas tarifas para 2014 é inferior em cerca de 10% face ao previsto nas tarifas de 2013 e inferior ao estimado para 2013, em cerca de 6%.

Quadro 8-1 - Custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EDA

	Unidade (*)	2012 real	Tarifas de 2013	2013 em 2013 (EDA)	Evolução anual %	Tarifas de 2014	Evolução anual %	Evolução anual %
		(1)	(2)	(3)	[(3)-(1)]/(1)	(4)	[(4)-(2)]/(2)	[(4)-(3)]/(3)
Custo unitário variável das centrais térmicas da EDA	EUR/MWh	146,9	151,1	144,6	-2%	135,8	-10%	-6%

Figura 8-2 - Custo unitário variável das centrais térmicas da EDA (EUR/MWh)



O Quadro 8-2 apresenta os custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica na RAA.

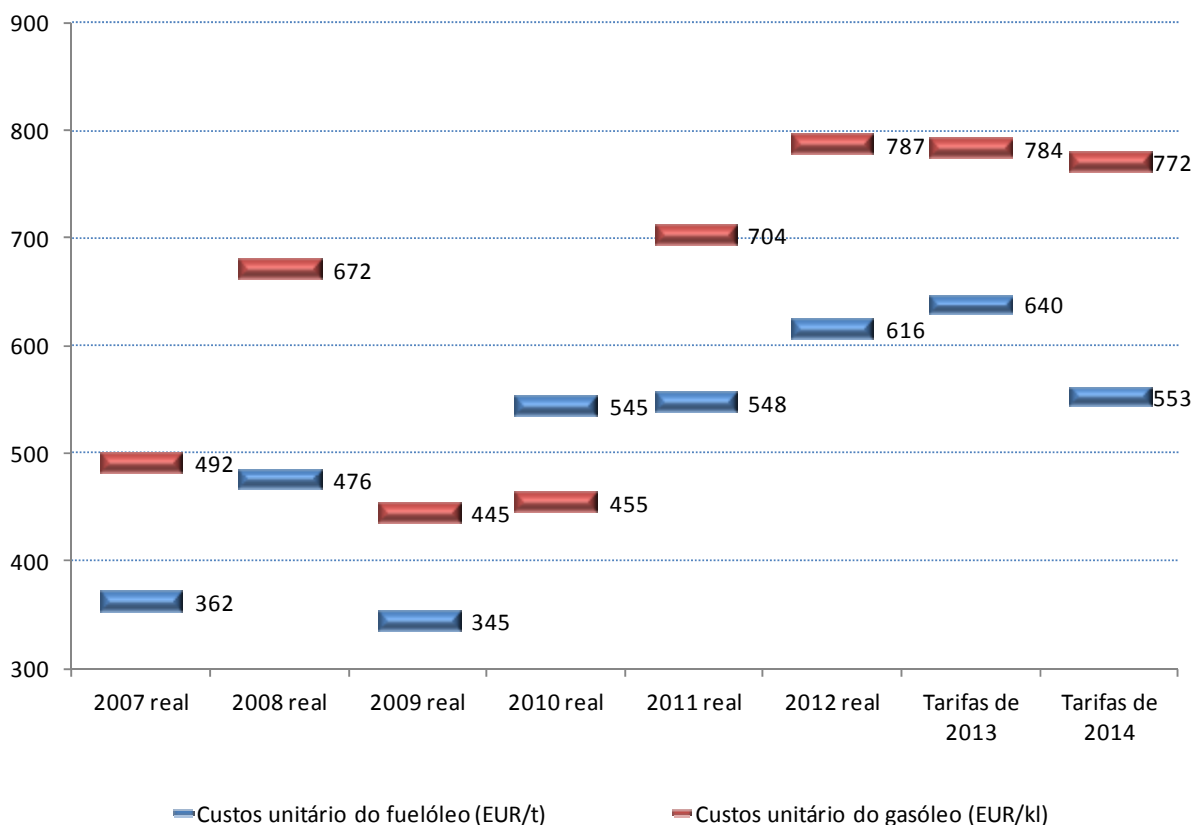
Quadro 8-2 - Custo unitário dos combustíveis

Unidade	2012 real	Tarifas de 2013	2013 em 2013 (EDA)	Evolução anual %	Tarifas de 2014	Evolução anual %	Evolução anual %	
	(1)	(2)	(3)	[(3)-(1)]/(1)	(4)	[(4)-(2)]/(2)	[(4)-(3)]/(3)	
Custos unitário do fuelóleo	EUR/t	616,2	639,5	610,4	-1%	552,8	-14%	-9%
Custos unitário do gasóleo	EUR/kl	787,2	784,2	761,7	-3%	772,1	-2%	1%

Observa-se que no ano de 2012, os custos unitários com combustíveis atingiram valores de 616,2 EUR/t e 787,2 EUR/kl, respetivamente para o fuelóleo e para o gasóleo. As últimas estimativas da EDA para o ano de 2013, revelam uma expectativa de diminuição ligeira do preço do fuelóleo. Quanto às previsões para 2014, a ERSE prevê uma diminuição. No que se refere ao gasóleo, atendendo às estimativas da EDA espera-se uma diminuição do preço de 2012 para 2013 e um recuo do preço nas tarifas de 2014 em relação ao que foi estabelecido nas tarifas de 2013. A evolução esperada do preço do fuelóleo e do gasóleo entre o preço implícito nas tarifas de 2013 e nas tarifas de 2014 é uma descida, bastante acentuada no caso do fuelóleo de 14% e no caso do gasóleo de 2%.

A Figura 8-3 permite visualizar para o período 2007 a 2014, as variações referidas anteriormente ao nível dos custos unitários com combustíveis consumidos pela EDA para produção de energia elétrica.

Figura 8-3 - Custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica ocorrido e previstos



CUSTOS COM FUELÓLEO

No período regulatório compreendido entre 2009 e 2011, a ERSE procedeu a uma alteração das metodologias regulatórias aplicadas às empresas reguladas das Regiões Autónomas (RA) tendo subjacente a definição de metas de ganhos de eficiência, nas atividades de distribuição e comercialização de energia elétrica. Este racional foi igualmente orientador da nova metodologia regulatória para a aquisição do fuelóleo nas RA, baseado na definição de custos de referência e na aplicação de metas de eficiência para a aquisição do fuelóleo. A definição destes parâmetros teve por base um estudo realizado por um consultor externo, a KEMA.

De salientar que este processo iniciou-se numa fase importante para as empresas insulares, por coincidir com a renegociação dos seus contratos de fornecimento de fuelóleo. Por outro lado, os investimentos em algumas das mais importantes infraestruturas de armazenamento, designadamente na ilha de São

Miguel, estão a ser reequacionados, face à localização das atuais instalações (no centro de Ponta Delgada) e à antiguidade das mesmas (com cerca de 80 anos).

Os custos eficientes, definidos no âmbito do estudo efetuado, foram aplicados pela ERSE nos ajustamentos aos custos com fuelóleo, das duas RA, relativos aos anos de 2010 e 2011.

Relativamente à EDA, o estudo efetuado pela KEMA incorporava uma análise dos novos contratos celebrados em fevereiro de 2010:

- Um entre o Governo Regional do Açores (GRA) e a Bencom, que estabelece que o único fornecedor de fuelóleo e gasóleo na RAA é a Bencom;
- Outro, entre o GRA e a EDA, estabelece a obrigatoriedade da EDA adquirir todo o fuelóleo à Bencom.

Com base na análise dos custos, foram aplicados para a EDA, nos ajustamentos de 2010 e de 2011, os custos de referência para a atividade de descarga e armazenamento aceites pela ERSE. O valor para 2010 correspondeu ao valor mínimo entre os custos de descarga e armazenamento recalculados pela ERSE, com base nos dados facultados pela KEMA e os custos calculados pela KEMA na perspetiva regulatória²¹ e numa perspetiva de custo atual anual²².

Os custos aceites foram custos de referência que correspondem em grande parte a custos de investimento, não se aplicando por isso metas de eficiência adicionais. Registe-se que a remuneração dos investimentos é transposta para os proveitos permitidos com um perfil decrescente com a diminuição do ativo líquido a remunerar.

Para os ajustamentos dos anos de 2012 a 2014, a ERSE irá, no caso da EDA, calcular anualmente os custos eficientes com descarga e armazenamento, atualizados de acordo com o perfil de evolução de custos determinados em 2011 e da atualização da taxa de remuneração dos ativos aplicada em sede de ajustamentos aos ativos da atividade de AGS. Estes custos incorporam o CAPEX e o OPEX das infraestruturas de armazenamento da RAA, tendo sido determinados, com base em custos tipo definidos pela KEMA, para as instalações de armazenamento de cada ilha.

Saliente-se, que no atual período regulatório, a EDA instalou grupos de produção a fuelóleo nas ilhas de Santa Maria e de São Jorge. Assim, a ERSE irá solicitar à EDA a informação relevante sobre as características das infraestruturas de armazenamento de fuelóleo nas ilhas de Santa Maria e de São Jorge para quantificar os seus custos de CAPEX e de OPEX, por forma a determinar os custos eficientes

²¹ Ativos líquidos × taxa de remuneração do ativo + amortizações do exercício líquidas de amortizações do imobilizado compartilhado + OPEX.

²² Custo real apurado pela KEMA para 2010, aplicando-se aos volumes de combustível ocorrido em 2009.

de descarga e armazenamento a aplicar no cálculo dos ajustamentos aos custos de fuelóleo, quando os mesmos ocorrerem nessas ilhas.

Quadro 8-3 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo para tarifas de 2014

	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) €/t	Consumo 2014 (t)	Custos eficientes de descarga e armazenamento €	Custos eficientes 2014 (s/ custos transporte terrestre) €	Custo real (s/ custo transporte terrestre) €	Custos não aceites €
	(1)	(2)	(3)	(4)=(1)*(2)+(3)	(5)	(6)=(4)-(5)
São Miguel	493,83	38 766	1 378 918	20 522 974	23 348 176	-2 825 202
Terceira	493,83	36 070	2 354 882	20 167 206	22 698 496	-2 531 290
Pico	543,05	8 150	398 597	4 824 316	5 654 765	-830 449
Faial	540,47	8 001	460 440	4 784 621	5 447 760	-663 140
Total		90 986	4 592 837	50 299 117	57 149 198	-6 850 081

CUSTO DA ENERGIA ELÉTRICA ADQUIRIDA

Relativamente ao custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores do sistema elétrico independente (SIA), prevê-se que este cresça em 2014, face ao estimado para 2013, em 1%, como mostra o Quadro 8-4. Estes são custos totais, incorporando, para além dos custos variáveis, os custos referentes à amortização e à remuneração do investimento.

Quadro 8-4 - Custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores do sistema independente

Unidade	2012 real	Tarifas de 2013	2013 em 2013 (EDA)	Evolução anual %	Tarifas de 2014	Evolução anual %	Evolução anual %	
	(1)	(2)	(3)	[(3)-(1)]/(1)	(4)	[(4)-(2)]/(2)	[(4)-(3)]/(3)	
Custo unitário SIA	EUR/MWh	91,8	94,4	94,7	3%	95,7	1%	1%

Grande parte da energia elétrica 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 elétrica produzida pelas centrais térmicas da EDA.

Num cenário de custos com preços de combustíveis elevados, a energia elétrica adquirida ao SIA torna-se competitiva. Em 2012, o custo variável unitário das centrais da EDA aceite no ajustamento situou-se nos 145,6 EUR/MWh, enquanto o custo unitário da energia elétrica adquirido ao SIA atingiu os 91,8 EUR/MWh. Para as tarifas de 2014, esta relação mantém-se, sendo o custo das centrais térmicas de 134,1 EUR/MWh e o custo da energia adquirida ao SIA de 95,7 EUR/MWh.

Quadro 8-5 - Custos da energia elétrica adquirida

		2012 Real			2013 em 2013 (EDA)			Tarifas 2014		
		Energia	Custo unitário	Custo Total	Energia	Custo unitário	Custo Total	Energia	Custo unitário	Custo Total
		(MWh)	(€/MWh)	(EUR)	(MWh)	(€/MWh)	(EUR)	(MWh)	(€/MWh)	(EUR)
Aquisição ao SIA	Hídrica	28 411	91,46	2 598 402	25 480	94,10	2 397 668	28 290	95,10	2 690 379
	Geotermia	134 086	91,50	12 268 897	178 704	94,10	16 816 046	178 704	95,10	16 994 750
	Eólica	62 652	91,65	5 742 071	73 613	94,10	6 926 983	80 105	95,10	7 617 986
	Térmica	21	82,31	1 748	15	92,76	1 429	87	89,02	7 718
	Biogás	190	82,31	15 657	247	92,76	22 887	253	89,02	22 496
Aquisição de microgeração	Eólica	4	323,41	1 176	7	394,34	2 953	7	401,65	2 974
	Fotovoltaica	210	401,57	84 426	569	390,77	222 507	575	390,82	224 837
	Outros	10	192,67	1 954	16	269,60	4 426	17	269,60	4 454
Total Energia Adquirida		225 585	91,82	20 714 331	278 652	94,72	26 394 900	288 038	95,70	27 565 594

8.2.2 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

A metodologia de regulação dos custos de exploração na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema foi revista para o novo período de regulação (2012-2014). A partir de 2012, estes custos passam a ser determinados com base num mecanismo do tipo *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência.

O Quadro 8-6 apresenta a desagregação dos custos de exploração para tarifas 2013 e para tarifas 2014.

Quadro 8-6 - Desagregação dos custos de exploração aceites pela ERSE

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2013	Tarifas 2014
Custos de exploração sujeitos a eficiência	15 201	14 933
Custos com a operação e manutenção de equipamentos	3 765	3 565
Outros combustíveis e lubrificantes, com exceção do custo do fuelóleo aceites pela ERSE:	15 037	14 689
Gasóleo	14 024	13 724
Lubrificantes	970	937
Amónia	42	29
Custos com o transporte do fuelóleo dentro das ilhas e com o CO2 aceite pela ERSE:	1 054	1 698
Custos com o transporte do fuelóleo entre os portos e as centrais	450	449
Custos com o CO2	604	1 249
	35 057	34 886

Estes custos incluem custos com operação e manutenção de equipamentos, gasóleo, lubrificantes e amónia que são aceites pela ERSE na sua totalidade. Foram ainda incluídos os custos com o transporte

do fuelóleo entre os portos e as centrais e os custos com a aquisição de CO₂. Apenas os custos de exploração da empresa estão sujeitos a uma meta de eficiência.

Relativamente à inclusão dos custos com a aquisição de licenças de emissão de CO₂ a partir de 2013, interessa referir que com o fim do período 2008-2012 do Comércio Europeu de Licenças de Emissão deixará de existir atribuição gratuita de licenças ao setor electroprodutor e estes custos passam a ser elegíveis para cálculo dos proveitos permitidos. O montante aceite para o cálculo dos proveitos permitidos (1 249 mil €) tem implícito as quantidades que a EDA prevê adquirir (270 511ton) e um preço de 4,62€/ton.

A base de custos de operação e manutenção evoluiu com a inflação (0,74%) e a meta de eficiência (2,5%) definida em 2012 que se encontra justificada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014” que acompanhou as tarifas para 2012.

PROVEITOS PERMITIDOS NA ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA NA RAA

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição da RAA na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema é dado pela expressão constante no n.º 1 do Artigo 93º do Regulamento Tarifário, cujos valores se apresentam no Quadro 8-7.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO EM 2014

Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária
do transporte e distribuição da RAA

Quadro 8-7 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA

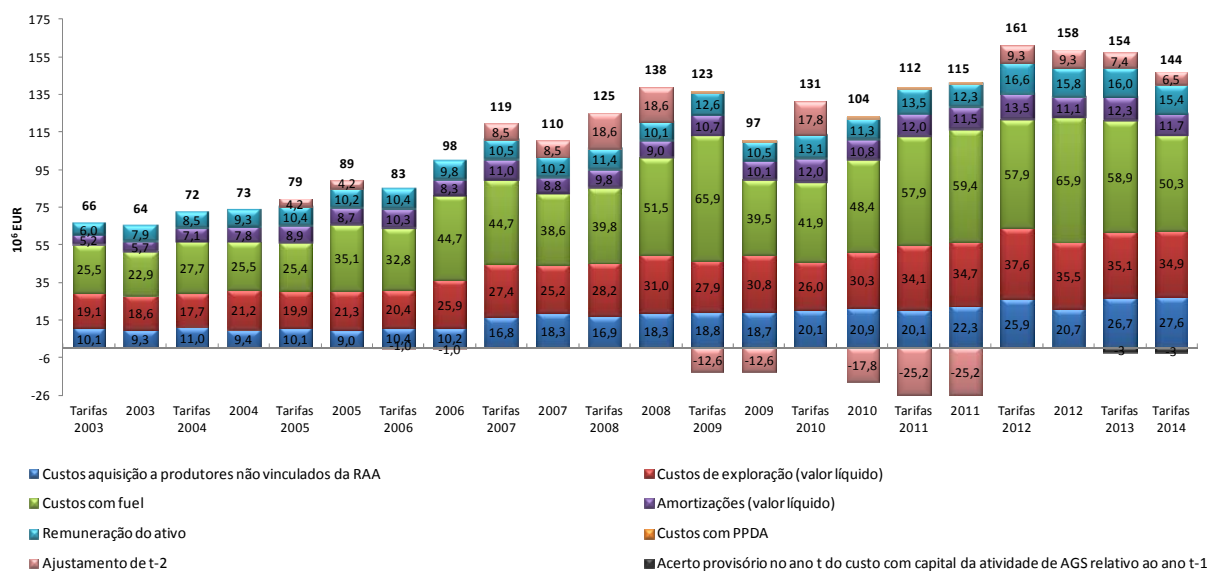
Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2013 (1)	Tarifas 2014 (2)	Variação (%) [(2) - (1)]/(1)
1	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados da RAA	26 672	27 566	3,4%
2	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	12 315	11 729	-4,8%
3	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	178 123	171 022	-4,0%
4	taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	9,00	9,00	0,0%
5	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-2 556	-2 576	0,8%
6	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	15 201	14 933	-1,8%
	<i>Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)</i>	0,22	0,74	239,8%
	<i>Factor de eficiência sobre a base de custos (%)</i>	2,5	2,50	0,0%
7	Custos com a operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema aceites pela ERSE	3 765	3 565	-5,3%
8	Custos com o fuel aceites pela ERSE	58 888	50 299	-14,6%
9	Outros combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com o fuelóleo, aceites pela ERSE	15 037	14 689	-2,3%
10	Custos com o transporte do fuelóleo dentro das ilhas e com o CO ₂ , aceites pela ERSE	1 054	1 698	61,2%
11	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativos ao ano t-2	-6 919	-6 543	-5,4%
12	Ajustamento extraordinário relativo a t-3	515		-100,0%
A=1+2+3*4/100+5+6 +7+8+9+10-11+12	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	153 841	143 839	-6,5%
12	Emissão para a rede (MWh)	771 870	766 713	-0,7%
B=(A-10)/12	Proveitos permitidos por unidade emitida para a rede (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)	190,35	179,07	-5,9%

Da análise do quadro verifica-se um decréscimo dos proveitos permitidos na ordem dos 6,6%. Não considerando os ajustamentos de t-2, a variação traduz-se numa diminuição de proveitos unitários em 6%.

A Figura 8-4 permite observar a decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema na EDA.

Figura 8-4 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA



8.3 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o atual período regulatório implicaram uma alteração da metodologia de definição dos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, nomeadamente:

- Ao nível do CAPEX, que passa de um mecanismo do tipo *price cap*, para um modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual; e
- No que respeita ao OPEX líquido de proveitos, pese embora continue a ser regulado por *price cap*, foi introduzida uma componente de custos fixos, bem como foram definidos novos *drivers* de custos para a componente variável (energia fornecida e número médio de clientes) e, ainda, definidas novas metas de eficiência a aplicar.

A definição dos parâmetros subjacentes a esta metodologia de regulação, nomeadamente a componente fixa, bem como as componentes variáveis unitárias dos proveitos e as metas de eficiência a aplicar a essas componentes, encontram-se explicadas no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014” que acompanhou as tarifas para 2012.

PROVEITOS PERMITIDOS NA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

No Quadro 8-8 são apresentados os valores considerados para o cálculo dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição da RAA na atividade de Distribuição de Energia Elétrica, de acordo com a expressão constante no n.º 1 do Artigo 95º do Regulamento Tarifário.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO EM 2014

Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária
do transporte e distribuição da RAA

Quadro 8-8 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2013 (1)	Tarifas 2014 (2)	Variação (%) [(2) - (1)]/(1)
1	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	8 723	8 992	3%
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	195 995	199 104	2%
3	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	9,5	9,5	
4	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1	-245	-2 549	
5	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos	15 388	15 125	-2%
6	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE relativos ao ano t-2	-1 546	661	-143%
A = 1+2*3/100 +4+5-6	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	44 032	39 822	-9,6%
7	Energia Distribuída (MWh)	721 033	716 098	-0,68%
B = (A+6)/7	Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)	58,92	56,53	-4,06%
1'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	4 134	4 288	4%
2'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	112 303	116 376	4%
3'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	9,5	9,5	
4'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	-13	-1 543	
5' = 6'+7'*8'+9'*10'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	5 251	5 217	-1%
6'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 602	2 556	
7'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em MT (€/energia vendida)	0,0044	0,00434	
8'	Indutor de custos - energia fornecida MT (MWh)	268 274	271 753	
9'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição em MT (€/cliente)	1,8947	1,8617	
10'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	773	795	
11'	Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	0,2	0,74	
12'	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	2,48	2,48	
13'	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	-7 973	-11 492	44%
C = 1'+2''*3'/100+4' +5'-13'	Proveitos Permitidos em MT	28 013	30 509	8,9%
1''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	4 589	4704	2%
2''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	83 692	82 727	-1%
3''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	9,5	9,5	
4''	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	-231	-1 006	
5'' = 6''+7''*8''+9''*10''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	10 136	9 908	-2%
6''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	5 204	5 113	
7''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (€/energia vendida)	0,0052	0,0051	
8''	Indutor de custos - energia fornecida BT (MWh)	452 759	444 345	
9''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (€/cliente)	0,0213	0,0209	
10''	Indutor de custos BT (nº médio de clientes)	120 918	120 521	
11''	Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	0,22	0,74	
12''	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	2,48	2,48	
13''	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	6 427	12 152	89%
D = 1''+2''*3''/100+4''+5''-13''	Proveitos Permitidos em BT	16 019	9 312	-41,9%
E = C+D	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	44 032	39 822	-9,6%

Relativamente aos valores do OPEX e conforme apresentado no documento de “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014”, a evolução dos parâmetros (componentes fixa e variáveis) para

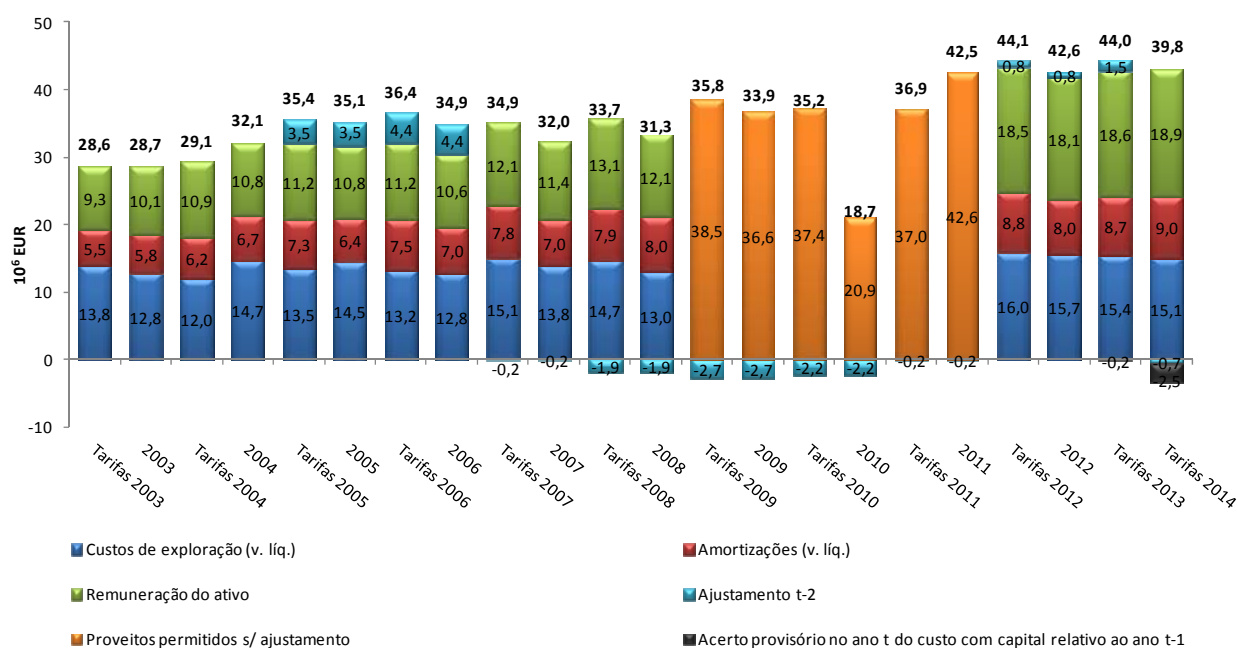
2013 é realizada com base na atualização à taxa de inflação (0,74%) deduzida de uma meta de eficiência (2,48%) e ajustados pelo número médio de clientes e pela energia fornecida verificados.

A Figura 8-5 evidencia a decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA, entre 2003 e 2014. Para o período 2009 a 2011, o valor é apresentado em duas parcelas:

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

Os proveitos permitidos pela ERSE para as tarifas de 2014 apresentam um decréscimo de 9,6% relativamente às tarifas de 2013. Excluindo os ajustamentos, verifica-se um decréscimo de proveitos permitidos na ordem dos 4,7%.

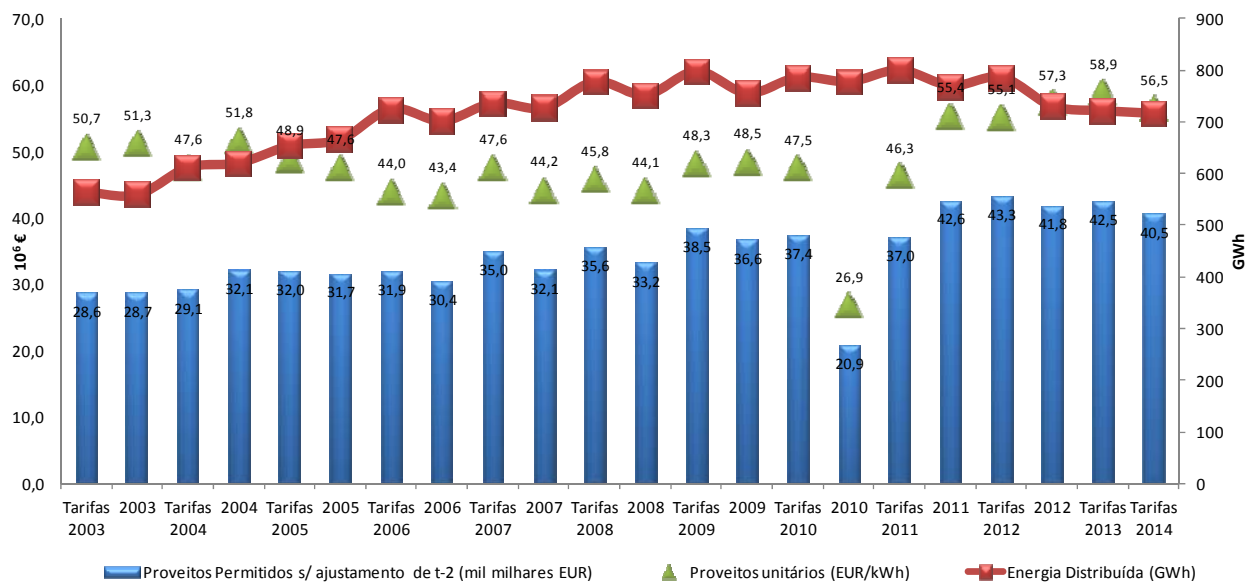
Figura 8-5 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA



Nota: Os valores reais de 2003 a 2011 referem-se a custos aceites pela ERSE

A Figura 8-6 apresenta os proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica excluindo o efeito dos ajustamentos de t-2, a evolução da energia vendida e os proveitos unitários em EUR/MWh.

Figura 8-6 - Proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA, evolução da energia vendida e proveitos unitários



Nota: Os valores reais de 2003 a 2011 referem-se a custos aceites pela ERSE

8.4 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o atual período regulatório implicaram uma alteração da metodologia de definição dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, nomeadamente:

- Ao nível do CAPEX, que passa de um mecanismo do tipo *price cap*, para um modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual e;
- No que respeita ao OPEX líquido de proveitos, pese embora continue a ser regulado por *price cap*, foi introduzida uma componente de custos fixos, para além da componente variável de custos, cujo *driver* é o número médio de clientes (à semelhança do período regulatório precedente) e, ainda, foram definidas novas metas de eficiência a aplicar a ambas as componentes de custos.

A definição dos parâmetros subjacentes a esta nova metodologia de regulação, nomeadamente a componente fixa, bem como a componente variável unitária dos proveitos e os parâmetros associados a essas componentes, encontram-se explicadas no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014” que acompanhou as tarifas para 2012.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO EM 2014

Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária
do transporte e distribuição da RAA

PROVEITOS PERMITIDOS NA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NA RAA

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição na RAA na atividade de Comercialização de Energia Elétrica é dado pela expressão contida no n.º 1 do Artigo 96º do Regulamento Tarifário. No Quadro 8-9 são apresentados os valores considerados para o cálculo.

Quadro 8-9 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA

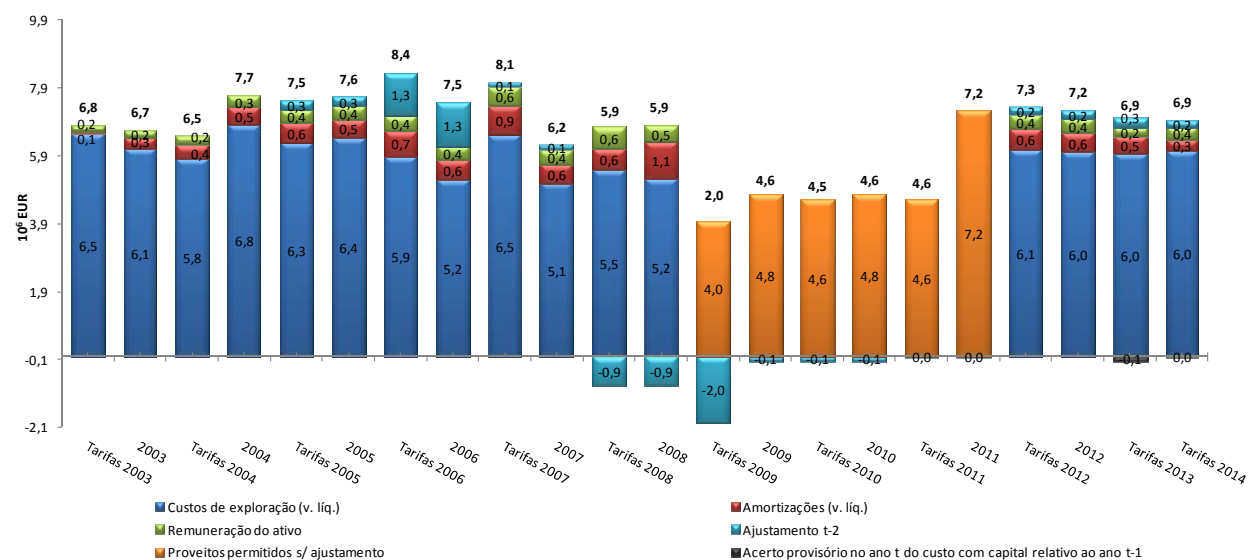
		unidade: 10³€		
		Tarifas 2013 (1)	Tarifas 2014 (2)	Variação (%) [(2) - (1)]/(1)
1	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	521	341	-35%
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	4 018	3 983	-1%
3	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	9,5	9,5	
4	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização relativo ao ano t-1	-138	-18	
5	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	5 962	6 043	1%
6	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-262	-203	-23%
A = 1+2*3/100 +4+5-6	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	6 989	6 947	-1%
7	Energia Fornecida (MWh)	721 033	716 098	-1%
B = (A+6)/7	Proveitos permitidos por unidade fornecida (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)	9,33	9,42	1%
1'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	88	66	-25%
2'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	594	873	47%
3'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	9,5	9,5	
4'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em MT relativo ao ano t-1	-5	85	
5' = 6'+7'*8'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	346	341	-1%
6'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT	164	160	
7'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em MT (€/cliente)	0,2351	0,2274	
8'	Indutor de custos (nº médio de clientes)	773	795	
9'	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-152	-83	-45%
C = 1'+2'*3'/100+4' +5'-9'	Proveitos Permitidos em MT	638	658	3%
1''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	433	275	-36%
2''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	3 423	3 110	-9%
3''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	9,5	9,5	
4''	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em BT relativo ao ano t-1	-133	-103	
5'' = 6''+7''*8''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	5 616	5 702	2%
6''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT	2 841	2 902	
7''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em BT (€/cliente)	0,0230	0,0232	
8''	Indutor de custos (nº médio de clientes)	120 918	120 521	
9''	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-109	-120	9%
D = 1''+2''*3''/100 +4''+5''-9''	Proveitos Permitidos em BT	6 351	6 289	-1%
E = C+D	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	6 989	6 947	-1%

Os proveitos permitidos propostos pela ERSE, para as tarifas de 2014, verificam um decréscimo na ordem dos 1% relativamente ao valor de tarifas de 2013. Excluindo os ajustamentos, os proveitos permitidos apresentam um ligeiro aumento de 0,2%.

Relativamente aos valores do OPEX, conforme mencionado no documento de “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014”, de dezembro de 2012, os valores aceites (componente fixa e variável) para os anos 2013 e 2014 correspondem aos que foram apresentados pela EDA, tendo sido apenas ajustados pelo número médio de clientes verificado.

A Figura 8-7 demonstra a decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA entre 2003 e 2014. Para 2009 a 2011, os valores são apresentados em duas parcelas: ajustamentos de t-2 e proveitos permitidos resultantes da aplicação das componentes variáveis unitárias dos proveitos de MT e de BT, ao número médio de clientes previsto pela EDA.

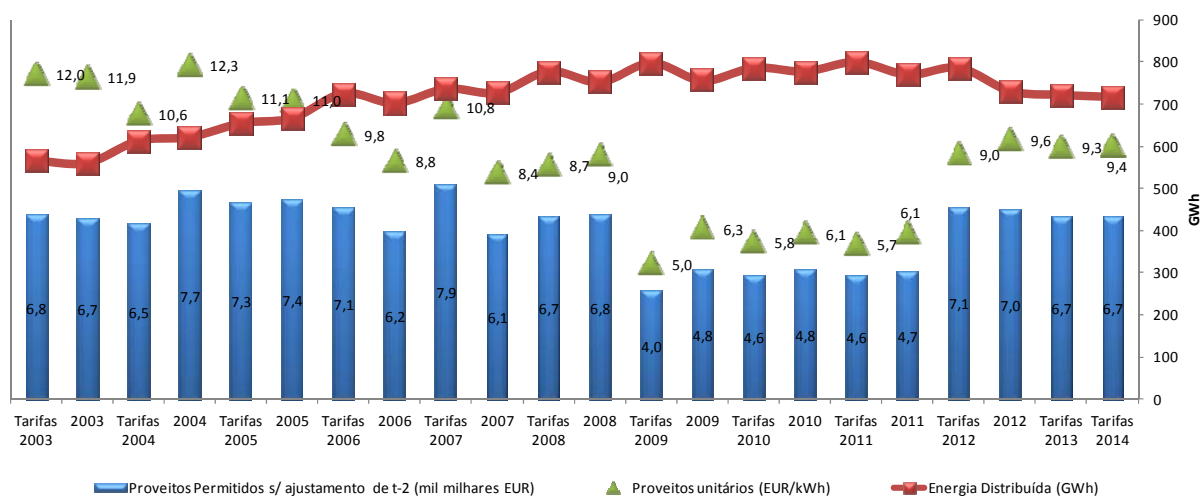
Figura 8-7 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA



Nota: Os valores de 2003 a 2011 referem-se a custos aceites pela ERSE

A Figura 8-8 apresenta os proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica excluindo o efeito dos ajustamentos de t-2, a evolução da energia vendida e os proveitos unitários em EUR/MWh.

Figura 8-8 - Proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA, evolução da energia vendida e proveitos unitários



Nota: Os valores de 2003 a 2011 referem-se a custos aceites pela ERSE

8.5 PROVEITOS PERMITIDOS À EDA PARA 2014

No Quadro 8-10 encontram-se sintetizados os proveitos permitidos para 2014 para cada uma das atividades reguladas da concessionária do transporte e distribuição na RAA.

Quadro 8-10 - Proveitos permitidos à EDA para 2014

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2013	Tarifas 2014	T2014 / T2013
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	153 841	143 839	-6,5%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	44 032	39 822	-9,6%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	6 989	6 947	-0,6%
Proveitos permitidos da EDA	204 863	190 608	-7,0%

Verifica-se um decréscimo dos proveitos permitidos na ordem dos 7%.

Não considerando os ajustamentos de 2012, observa-se um decréscimo dos proveitos em 6%.

Quadro 8-11 - Proveitos permitidos à EDA, para 2014, excluindo ajustamentos

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2013	Tarifas 2014	T2014 /T2013
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	146 922	137 296	-6,6%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	42 486	40 482	-4,7%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	6 728	6 744	0,2%
Proveitos permitidos da EDA	196 136	184 523	-5,9%

Nota: Sem ajustamentos t-2

8.6 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

No Quadro 8-12 apresenta-se o sobrecusto por atividade da concessionária do transporte e distribuição na RAA.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO EM 2014

Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária
do transporte e distribuição da RAA

Quadro 8-12 - Custo com a convergência tarifária da RAA

Unidade: 10³ EUR

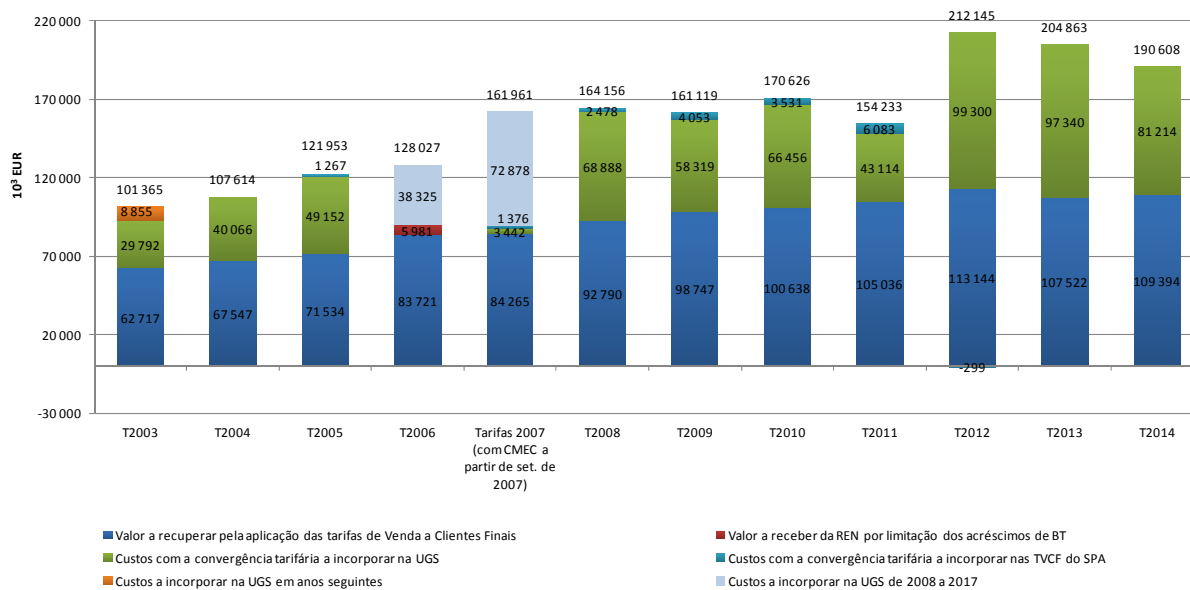
		Tarifas 2013	Tarifas 2014
A=1-2-3	Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema na RAA	72 753	60 767
1	Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	153 841	143 839
2	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas Uso Global 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	81 088	83 072
3	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 atividade de AGS da RAA	0	0
B=4-5-6	Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica na RAA	19 405	15 293
4	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	44 032	39 822
5	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	24 627	24 528
6	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 atividade de DEE da RAA	0	0
C=7-8-9	Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica na RAA	5 182	5 153
7	Proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	6 989	6 947
8	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	1 808	1 794
9	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 atividade de CEE da RAA	0	0
D	Custo da Convergência Tarifária a incorporar na UGS	97 340	81 214

A Figura 8-9 apresenta a decomposição dos proveitos permitidos da EDA de 2003 a 2014.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO EM 2014

Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária
do transporte e distribuição da RAA

Figura 8-9 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EDA de 2003 a 2014



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, respetivamente 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 12 356 milhares de euros, a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema em 2014 deverá ser entregue pela REN, em duodécimos, em partes iguais, a cada um dos bancos cessionários referidos anteriormente.

9 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIDOR VINCULADO DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

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

Este ponto inicia-se com uma análise de questões que são comuns a todas as atividades reguladas da empresa, seguindo-se uma análise de questões específicas de cada atividade.

A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar às atividades de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, Distribuição de Energia Elétrica e Comercialização de Energia Elétrica é realizada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014”, que acompanhou o documento de Tarifas 2012.

Em seguida descrevem-se e justificam-se as decisões tomadas pela ERSE respeitante às atividades reguladas da EEM, tendo em vista a elaboração das tarifas para 2014.

9.1 QUESTÕES COMUNS A TODAS AS ATIVIDADES DA EEM

9.1.1 INFORMAÇÃO ENVIADA

Uma regulação baseada em custos e investimentos aceites, como é o caso das três atividades da EEM ao nível do seu CAPEX²³, bem como as necessidades inerentes à definição de uma base de custos ao nível do OPEX²⁴ líquido das mesmas atividades, determina que, tanto os custos, como os investimentos propostos pela empresa sejam convenientemente justificados.

A informação enviada pela EEM, respeitante aos anos de 2012 a 2014, está de acordo com o solicitado, e inclui:

- Balanços de energia elétrica.
- Investimentos e participações por atividade.
- Informação económica das atividades reguladas, nomeadamente, custos e proveitos por atividade, e os imobilizados líquidos em exploração.
- Número de clientes por nível de tensão.

²³ *Capital expenditures.*

²⁴ *Operational expenditures.*

De uma forma geral, a informação enviada está desagregada de acordo com as necessidades da regulação, tal como previsto nas normas contabilísticas aprovadas pela ERSE.

9.1.2 ANÁLISE DO VALOR ENVIADO DE DIREITOS DE PASSAGEM

Os direitos de passagem são uma taxa lançada pelos municípios da RAM pela utilização do domínio público municipal pelas infraestruturas elétricas 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 em 7,5% sobre o valor anual das vendas de energia elétrica em baixa tensão (incluindo Iluminação Pública).

O Conselho Tarifário no seu parecer sobre “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica 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 retroativos a 1 de Janeiro de 2006, não decorre nem da insularidade, nem do carácter ultraperiférico 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 do Continente pela exploração das concessões de distribuição de eletricidade, 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, 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 impacto 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 refletidos nas tarifas a suportar pelos consumidores daquela Região Autónoma.

Assim, nas tarifas de 2014, e à semelhança do procedimento efetuado no processo de fixação das tarifas para os anos anteriores, não se reconhecem os custos com a utilização do domínio público municipal pelas infraestruturas da EEM.

9.1.3 PROVISÕES PARA CLIENTES DE COBRANÇA DUVIDOSA

Em sequência da decisão relativamente à não aceitação das dívidas incobráveis no Continente, a ERSE entende não ser igualmente aceitável a inclusão de provisões para clientes de cobrança duvidosa no cálculo dos proveitos permitidos, pelo que o seu valor não foi incluído nos custos não controláveis aceites pela ERSE.

9.1.4 FORNECIMENTOS E SERVIÇOS EXTERNOS - FROTA AUTOMÓVEL

Durante o ano de 2010, a EEM lançou um concurso internacional para contratação do aluguer e gestão operacional da sua frota automóvel, sendo essa contratação efetuada através de um contrato de *leasing* operacional e não através da aquisição direta das viaturas. O novo concurso foi realizado em moldes similares aos do concurso realizado pela EEM em 2006, não se tendo verificado qualquer alteração qualitativa e quantitativa no que respeita as viaturas objeto de contrato.

A EEM apreciou 8 propostas, de 6 concorrentes, sendo que a proposta vencedora estabelece um custo global de 2 559 milhares euros (valor sem IVA) a repartir por 4 anos (2011 a 2014), em regime de renda fixa, para a gestão de uma frota constituída por 127 viaturas, estando incluído neste valor, para além dos custos relacionados com o aluguer da viatura, os custos com manutenção, com a substituição de pneus, com viaturas de substituição, com seguros e serviços de gestão.

A ERSE gostaria de salientar que, a abertura de um concurso internacional para a gestão da frota automóvel traduziu-se numa racionalização dos custos propostos pela empresa, pelo que o valor global anual apresentado pela EEM em 2014 repartido por atividade foi aceite pela ERSE.

Importa igualmente referir, que na preparação do novo período de regulação 2015-2017 e depois de avaliado o desempenho da empresa, nomeadamente, em termos de eficiência económica da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, será ponderada a integração ou não dos custos com a frota automóvel na base de custos sujeita a *price cap*.

9.1.5 TAXA DE REMUNERAÇÃO DAS ATIVIDADES DA EEM

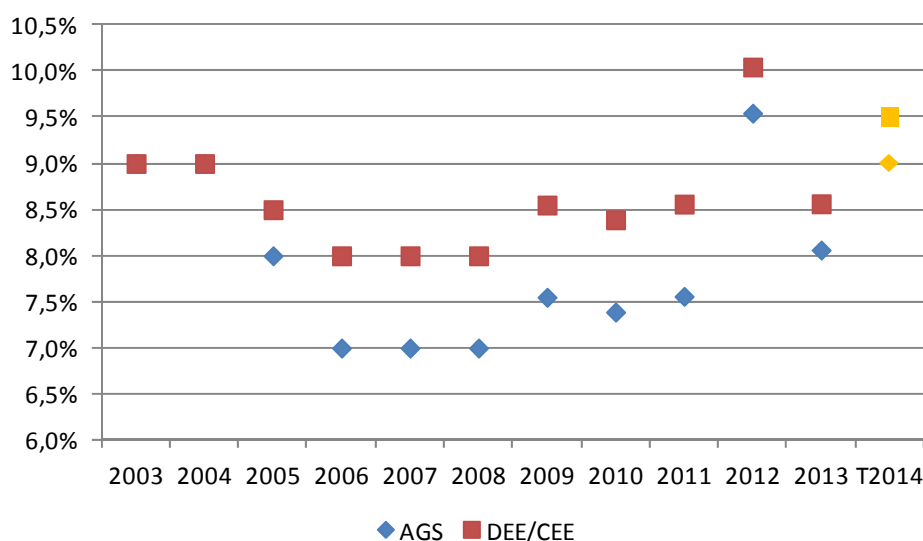
De acordo com a decisão da ERSE fundamentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014”, as taxas de remuneração a aplicar à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão Global do Sistema, à atividade de Distribuição de Energia Elétrica e à atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM para 2014 são de 9%, 9,5% e 9,5%, respetivamente.

Estes valores estão parcialmente indexados à evolução dos CDS da República Portuguesa, sendo que os valores definitivos para 2012 foram 9,55%, 10,05% e 10,05% e para 2013 8,06%, 8,56% e 8,56%,

respetivamente para a atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão Global do Sistema, para a atividade de Distribuição de Energia Elétrica e para a atividade de Comercialização de Energia Elétrica.

De seguida apresenta-se a evolução das taxas de remuneração dos ativos aplicadas às atividades da EEM. De notar que em 2014 a taxa apresentada é a taxa definida aquando da fixação de parâmetros, sendo a mesma ajustada definitivamente ao valor real nos proveitos permitidos do próximo ano.

Figura 9-1 - Taxa de remuneração dos ativos líquidos de amortizações na EEM



9.2 ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

As alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o período regulatório iniciado em 2012 implicaram uma alteração da metodologia de definição dos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.

Neste contexto, destacam-se as alterações verificadas ao nível do OPEX líquido, passando de uma metodologia de regulação por custos aceites em base anual²⁵, para um mecanismo do tipo *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência. No que respeita ao CAPEX, continua a aplicar-se um modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual.

A definição dos parâmetros subjacentes a esta metodologia de regulação, nomeadamente a definição da base de custos do OPEX, bem como as metas de eficiência a aplicar para 2013 e 2014, encontram-se

²⁵ Recorde-se que, no anterior período regulatório, na fixação dos proveitos permitidos desta atividade, o OPEX aceite pela ERSE tinha em consideração uma taxa de eficiência de 1% face à evolução do PIB.

justificadas no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014” que acompanhou o documento de tarifas para 2012.

9.2.1 ANÁLISE DOS CUSTOS DE AGS

INVESTIMENTOS

O total de investimento previsto realizar na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema no decorrer do ano de 2014 ascende a cerca de 48 milhões de euros²⁶. Os investimentos nesta atividade têm em vista, essencialmente, reforçar o sistema electroprodutor da Região Autónoma, sobretudo no que respeita, principalmente, à ampliação do sistema hidroelétrico da ilha da Madeira.

Os principais investimentos previstos para 2014 são os descritos nos pontos seguintes:

- Ampliação do sistema hidroelétrico da Calheta.
- Sistema de apoio ao controlo da frequência da rede e de melhoria da eficiência da Central de Porto Santo.
- Investimentos em centrais hídricas: (i) consolidação de muro e regularização do leito da ribeira da Central dos Socorridos (ii) recuperação pontual do acesso à central da Fajã da Nogueira; (iii) recuperação da conduta da Central da Calheta de Inverno e (iv) reconstrução de canais.

CUSTOS COM FUELÓLEO

No período regulatório compreendido entre 2009 e 2011, a ERSE procedeu a uma alteração das metodologias regulatórias aplicadas às empresas reguladas das Regiões Autónomas (RA) tendo subjacente a definição de metas de ganhos de eficiência, nas atividades de distribuição e comercialização de energia elétrica. Este racional foi igualmente orientador da nova metodologia regulatória para a aquisição do fuelóleo nas RA, baseado na definição de custos de referência e na aplicação de metas de eficiência para a aquisição do fuelóleo, tendo recorrido a um consultor externo, a KEMA.

De salientar que este processo iniciou-se numa fase importante para as empresas insulares, por coincidir com a renegociação dos seus contratos de fornecimento de fuelóleo.

Os custos eficientes definidos no âmbito do estudo efetuado foram aplicados pela ERSE nos ajustamentos aos custos com fuelóleo, das duas RA, relativos aos anos de 2010 e 2011.

²⁶ Este valor exclui os montantes de investimento em licenças de CO₂.

Relativamente à EEM, a ERSE referiu no documento “Definição dos parâmetros para a aquisição eficiente de fuelóleo nas Regiões Autónomas”, de agosto de 2011, que para o período regulatório de 2012-2014, procederia a uma reavaliação dos parâmetros definidos com a aquisição de fuelóleo, tendo em conta a entrada em vigor de um novo contrato de fornecimento de combustível cujo processo de contratação encontrava-se em curso, no momento de definição dos custos eficientes.

A 25 de julho de 2012, foi assinado entre a EEM, a Petróleos de Portugal e a GALP Madeira, um aditamento ao contrato de compra e venda de fuelóleo pesado e de gasóleo celebrado a 16 de maio de 2005. Este aditamento não apresentou alterações significativas aos custos incorridos pela EEM, com as operações de descarga e armazenamento. Contudo, a componente de custos financeiros associados à operação e gestão comercial (designados pela ERSE por margem de comercialização) definida no contrato passa a ser de 18€/t. Anteriormente, nos ajustamentos de 2010 e de 2011, a ERSE havia aplicado uma margem de comercialização equivalente a 5% dos custos de aquisição do fuelóleo nos mercados primários acrescidos de custos de transporte. Refira-se que, em termos absolutos, e aquando dos ajustamentos de 2010 e 2011, a margem de 5% correspondia a cerca de 18€/t, tendo este valor sido considerado pela ERSE como eficiente e em linha com o estipulado no contrato de aquisição de fuelóleo em vigor à data da análise (17€/t).

Tendo em conta o aditamento ao contrato de fornecimento de combustíveis e a evolução dos preços do fuelóleo nos mercados primários, a ERSE reviu a margem de comercialização a considerar no ajustamento aos custos com aquisição de fuelóleo referente a 2012. Deste modo, a ERSE decidiu aplicar uma margem de comercialização assente numa metodologia de partilha de risco entre a EEM e os consumidores. Assim, o cálculo da margem de comercialização aceite decorre do valor médio resultante de: (i) a metodologia aplicada em 2010 e 2011: % dos custos de aquisição do fuelóleo nos mercados primários acrescidos de custos de transporte, e (ii) a metodologia estipulada no contrato: 50% do valor resultante da aplicação de 18€/t.

As restantes componentes e metodologias de formação do preço do fuelóleo consumido pela EEM e aceite pela ERSE, manter-se-ão nos cálculos dos ajustamentos aos custos dos anos de 2012 e de 2013. Para o ajustamento aos custos de fuelóleo em 2014 as condições deverão ser revistas tendo em conta que o aditamento ao contrato de fornecimento, assinado em 25 de junho de 2012 tem uma duração até 31 de dezembro de 2013, período após o qual o contrato poderá ser renovado. Neste sentido, a EEM deverá facultar à ERSE, após dezembro de 2013, a informação do novo contrato no sentido de se avaliarem as condições de aquisição de fuelóleo estabelecidas.

No que respeitam aos custos de descarga e armazenamento, importa ainda referir, que os tanques e demais ativos de armazenamento de fuelóleo da EEM fazem parte integrante das centrais da Praia da Vitória e de Porto Santo, pelo que não é possível identificar o valor dos ativos e custos de armazenamento de forma direta e isolada. Estes ativos têm mais de 20 anos de idade, pelo que se encontram totalmente amortizados.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO EM 2014

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

Os custos aceites são custos de referência que correspondem em grande parte a custos de investimento, não se aplicando por isso metas de eficiência adicionais. Registe-se que a remuneração dos investimentos é transposta para os proveitos permitidos com um perfil decrescente, com a diminuição do ativo líquido a remunerar.

Quadro 9-1- Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo para tarifas de 2014

	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) €/t	Consumo 2014 (t)	Custos eficientes unitários de descarga e armazenamento (€)	Custos eficientes de descarga e armazenamento €	Custos eficientes 2012 €	Custo real €	Custos não aceites €
	1	2	3	4= 2*3	5=1*2+4	6	5-6
Madeira	488,740	68 371	16,79	1 147 949	34 563 573	36 012 358	-1 448 785
Porto Santo	488,740	4 741	6,50	30 817	2 347 932	2 678 073	-330 142
		73 112		1 178 766	36 911 505	38 690 432	-1 778 927

CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

No Quadro 9-2 apresentam-se os valores dos custos de exploração líquidos aceites pela ERSE, para o processo de fixação dos proveitos permitidos para 2014.

Quadro 9-2 - Custos de exploração líquidos de outros proveitos

	Tarifas 2013	Tarifas 2014
Opex líquido de proveitos (em 10 ³ euros)	13 470	13 233
IPIB t-1	0,2%	0,7%
Fator de eficiência	2,5%	2,5%

Recorde-se que a metodologia de aceitação, por parte de ERSE, dos custos de exploração controláveis da atividade de AGS foi alterada no presente período regulatório.

CUSTOS COM OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DOS EQUIPAMENTOS PRODUTIVOS

De acordo com a metodologia de aceitação de custos na atividade de AGS, os custos incorridos pela EEM com operação e manutenção dos equipamentos produtivos não são sujeitos a metas de eficiência. Deste modo, a ERSE aceitou o valor de 1 810 milhares de euros com custos de operação e manutenção dos equipamentos produtivos afetos à atividade de AGS.

OUTROS CUSTOS COM COMBUSTÍVEIS E LUBRIFICANTES

Os outros custos com combustíveis e lubrificantes, nomeadamente gasóleo, óleo, biofuel, amónia e gás natural aceites pela ERSE para 2014 totalizam 12 762 milhares de euros.

A este respeito importa referir que em 2014 a EEM prevê uma alteração do mix de consumo de combustíveis. Este facto decorre da instalação de uma UAG para receção, armazenamento e regaseificação de gás natural, com o objetivo de abastecer os grupos dual-fuel que se encontram na Nave III da CTV, pelo que se substitui o consumo de fuelóleo pelo de gás natural liquefeito.

OUTROS CUSTOS NÃO CONTEMPLADOS NO ÂMBITO DA APLICAÇÃO DE METAS DE EFICIÊNCIA - FROTA AUTOMÓVEL E LICENÇAS DE CO₂

Os custos relativos à frota automóvel aceites para cálculo dos proveitos permitidos ascendem a 109 mil euros.

Acresce referir que, com o fim do período 2008-2012 do Comércio Europeu de Licenças de Emissão, deixará de existir atribuição gratuita de licenças ao setor electroprodutor, pelo que os custos incorridos pela EEM com aquisição de licenças de emissão de CO₂ passam a ser elegíveis para cálculo dos proveitos permitidos.

Deste modo, e tendo em conta que (i) a EEM prevê adquirir 239 812 licenças (apenas as necessárias tendo em atenção as emissões previstas para esse ano) e (ii) tendo sido utilizado para valorização destas licenças o preço de 4,62 EUR/t, foi aceite para o cálculo dos proveitos permitidos o montante de 1 108 milhares de euros²⁷.

9.2.2 PROVEITOS DA ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA DA RAM

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, é dado pela expressão contida no n.º 1 do Artigo 100º do Regulamento Tarifário em vigor. O Quadro 9-3 apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2014, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2013.

²⁷ Importa referir que não se considerou qualquer remuneração afeta às licenças de CO₂ adquiridas.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO EM 2014

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

Quadro 9-3 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2013	Tarifas 2014	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
a	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos activos participados	11 891	11 457	-3,6%
b	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e participações	161 846	152 611	-5,7%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (%)	9,00%	9,00%	0 p.p.
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	498	-2 520	-606,1%
e	Custos com a aquisição de energia elétrica aos produtores do sistema público da RAM	31 209	29 036	-7,0%
f	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados ao sistema público da RAM	22 265	22 111	-0,7%
g	Custos de exploração afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, aceites pela ERSE	13 470	13 233	-1,8%
h	Custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, aceites pela ERSE	1 248	1 810	45,0%
i	Custos com o fuelóleo aceites pela ERSE	56 819	36 912	-35,0%
j	Outros custos com combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com fuelóleo, previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE	3 112	12 762	310%
k	Custos estimados para o ano t, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	2 590	1 217	-53,0%
l	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano t, aceites pela ERSE	0	0	
m	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativo ao ano t-2	-5 516	-14 483	162,6%
1 = a + b * c + d + e + f + g + h + i + j + k + l - m	Proveitos Permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	163 183	154 236	-5,5%
2	Emissão para a rede (MWh)	892 536	864 558	-3,1%
3 = (1 + m) / 2	Proveitos permitidos por unidade emitida para a rede (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)	176,65	161,65	-8,5%

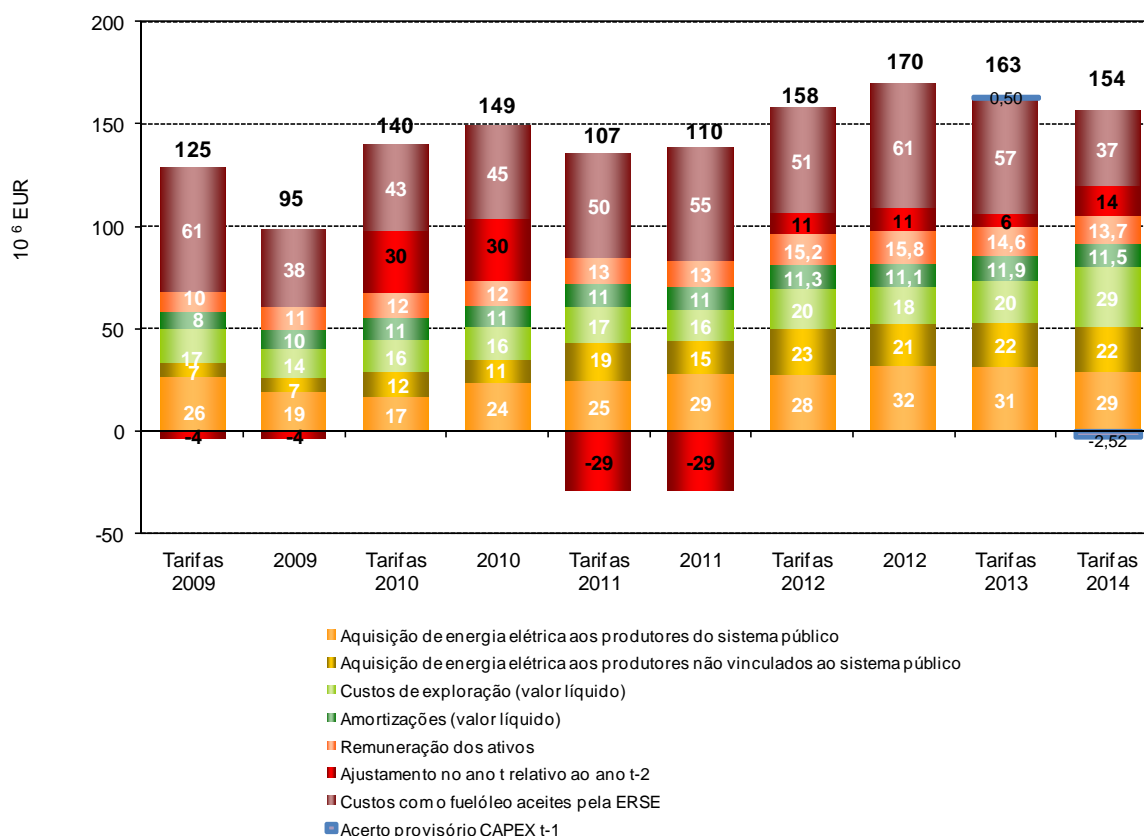
Pela análise do Quadro 9-3 verifica-se que o nível dos proveitos permitidos para 2014 regista um decréscimo face ao nível dos valores aceites nas tarifas para 2013. Excluindo os ajustamentos relativos a t-2, os proveitos permitidos para 2014 apresentam um decréscimo na ordem dos 11,4% e os proveitos por unidade emitida para a rede um decréscimo de 8,5%.

O valor da energia elétrica adquirida, bem como o valor do fuelóleo aceite, representam, em conjunto, cerca de 70% do total dos proveitos permitidos de 2014 (excluindo os ajustamento de t-2), pelo que a evolução destes custos explicam, em grande medida, a evolução do nível de proveitos permitidos desta atividade.

A Figura 9-2 apresenta, para os anos de 2009 a 2014, os proveitos permitidos aceites para tarifas e os proveitos reais aceites de 2009 a 2012. A comparação entre o valor do ano de 2012 aceite pela ERSE e o valor das tarifas de 2012 é efetuada em detalhe no documento "Ajustamentos referentes a 2012 e 2013 a repercutir nas tarifas de 2014".

Pela análise da figura seguinte, é possível verificar o peso significativo dos custos com o fuelóleo aceites pela ERSE, dos custos com a aquisição de energia elétrica e do ajustamento de t-2, no nível de proveitos permitidos de AGS ao longo do período em análise.

Figura 9-2 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM



9.3 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o atual período regulatório, iniciado em 2012, implicaram uma alteração da metodologia de definição dos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, nomeadamente:

- Ao nível do CAPEX, que passa de um mecanismo do tipo *price cap*, para um modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual; e

- No que respeita ao OPEX líquido de proveitos, pese embora continue a ser regulado por *price cap*, foi introduzida uma componente de custos fixos, bem como foram definidos novos *drivers* de custos para a componente variável (energia fornecida e número médio de clientes) e, ainda, definidas novas metas de eficiência a aplicar para 2013 e 2014.

9.3.1 ANÁLISE DOS CUSTOS DA DEE

INVESTIMENTOS NAS REDES DE ENERGIA ELÉTRICA

O total de investimento previsto realizar na atividade de Distribuição de Energia Elétrica no decorrer no ano de 2014 ascende a cerca de 25 milhões de euros²⁸, contemplando a rede de transporte, bem como a rede de distribuição. Os investimentos nesta atividade têm em vista, por um lado, dotar a rede de transporte de estruturas adequadas à evolução do sistema electroprodutor e à eventual ocorrência de incidentes na rede e, por outro, promover melhorias na rede de distribuição em MT e BT, com vista a garantir os padrões da qualidade de serviço e melhorar a eficiência energética nas redes.

Face ao exposto, os principais investimentos previstos para 2014 são esquematizados nos pontos seguintes:

- Rede de transporte:
 - Investimentos em subestações e linhas decorrentes da expansão do sistema electroprodutor, nomeadamente, da ampliação do aproveitamento hidroelétrico da Calheta.
 - Telecomando e Telecomunicações: (i) rede de telecomunicações em fibra ótica; (ii) ampliação/remodelação das salas técnicas de telecomunicações; (iii) equipamento de medida; (iv) sistemas de operação, supervisão e manutenção das redes de telecomunicações; e (v) rede móvel e telefónica.
 - Despacho: (i) upgrade de RTU's das centrais hídricas; (ii) na migração do SCADA para uma plataforma que permita a extensão da vida útil do Sistema de Comando e Controlo; (iii) aquisição de ferramentas de software/hardware para realização de treinos de situações pouco comuns e (iv) supervisão da Central de Porto Santo.
- Rede de distribuição:
 - Instalação de novos postos de transformação e reforço das redes existentes.
 - Esforços de melhoria da rede de iluminação pública.

²⁸ Este valor exclui os montantes de investimentos relacionados com contadores.

CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

No Quadro 9-4 apresentam-se os valores dos custos de exploração líquidos aceites pela ERSE para o processo de fixação dos proveitos permitidos para 2014.

Quadro 9-4 - Custos de exploração líquidos de outros proveitos

MT		
	Tarifas 2013	Tarifas 2014
Opex líquido MT (em 10 ³ euros)	4 930	4 808
IPIB t-1	0,2%	0,7%
Fator de eficiência	5%	5%

BT		
	Tarifas 2013	Tarifas 2014
Opex líquido BT (em 10 ³ euros)	13 347	12 582
IPIB t-1	0,2%	0,7%
Fator de eficiência	5%	5%

Conforme anteriormente referido, pese embora o OPEX da atividade de Distribuição de Energia Elétrica continue a ser regulado por um mecanismo do tipo *price cap*, à semelhança do período regulatório precedente, foi introduzida uma componente de custos fixos, bem como definidos novos *drivers* de custos para a componente variável (energia fornecida e número médio de clientes) e, ainda, definidas novas metas de eficiência a aplicar para 2013 e 2014.

OUTROS CUSTOS NÃO CONTEMPLADOS NO ÂMBITO DA APLICAÇÃO DE METAS DE EFICIÊNCIA - FROTA AUTOMÓVEL

Os custos incorridos pela EEM com a frota automóvel previstos para 2014 ascendem a 637 milhares euros (160 milhares de euros em MT e 477 milhares de euros em BT).

9.3.2 PROVEITOS DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DA RAM

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, na atividade de Distribuição de Energia Elétrica, é dado pela expressão contida no n.º 1 do Artigo 102º do Regulamento Tarifário em vigor. O Quadro 9-5 apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2014, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2013.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO EM 2014

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

Quadro 9-5 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM

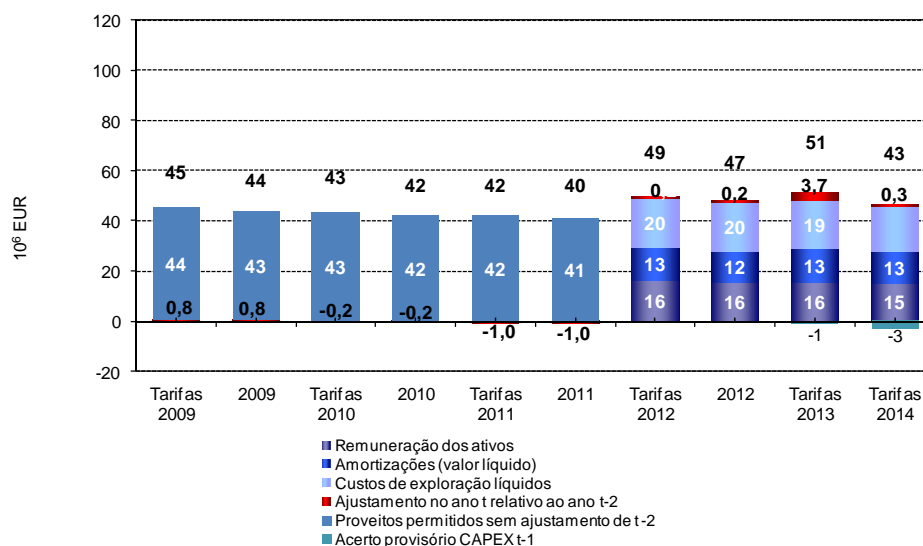
Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2013	Tarifas 2014	Varição (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
1	Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT [(a) + (b) x (c) + (d)]	18 501	15 987	-13,6%
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos participados	8 017	7 698	-4,0%
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações	116 337	111 366	-4,3%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	9,50%	9,50%	0 p.p.
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	-568	-2 291	
2	Custos de exploração afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em MT, aceites pela ERSE [(e) + (f) * (g) + (h) * (i)]	4 930	4 808	-2,5%
e	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 351	2 251	-4,3%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 579	2 557	-0,9%
f	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, em Euros por kWh	0,006510	0,006233	-4,3%
g	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão MT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	183 999	193 824	5,3%
h	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, em Euros por cliente	4,712133	4,51127	-4,3%
i	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	293	299	2,0%
3	Custos previstos para o ano t-1, em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	155	160	3,0%
4	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	-1 464	-46	-96,9%
5 = 1 + 2 + 3 - 4	Proveitos Permitidos em MT	25 051	21 001	-16,2%
6	Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT [(j) + (k) x (l) + (m)]	9 456	8 491	-10,2%
j	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados	5 123	4 803	-6,3%
k	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações	48 488	47 490	-2,1%
l	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	9,50%	9,50%	0 p.p.
m	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	-274	-823	
7	Custos de exploração afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em BT, aceites pela ERSE [(n) + (o) * (p) + (q) * (r)]	13 347	12 582	-5,7%
n	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 776	6 487	0
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 571	6 095	0
o	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, em Euros por kWh	0,005029	0,004815	-4,3%
p	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão BT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	631 678	596 747	-5,5%
q	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, em Euros por cliente	0,024622	0,023572	-4,3%
r	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	137 850	136 683	-0,8%
8	Custos previstos para o ano t-1, em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	495	477	-3,6%
9	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	-2 190	-255	-88,3%
10 = 6 + 7 + 8 - 9	Proveitos Permitidos em BT	25 487	21 805	-14,4%
11 = 5 + 10	Proveitos Permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	50 538	42 806	-15,3%
12	Energia Distribuída (MWh)	815 676	790 571	-3,1%
13 = (11 + 4 + 9) / 12	Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)	57,5	53,8	-6,5%

A análise do quadro evidencia um decréscimo do nível dos proveitos permitidos de 2014 face aos valores aceites das tarifas para 2013 de cerca de 15,3%. Excluindo o ajustamento relativo a t-2, o nível dos proveitos permitidos para igual período apresenta uma quebra de cerca de 6,5%.

Na Figura 9-3 é evidenciada a desagregação dos proveitos permitidos de 2009 a 2014, aceites pela ERSE, para cálculo de tarifas e de ajustamentos. A comparação entre o valor do ano de 2012 aceite pela ERSE e o valor das tarifas de 2012 é efetuada em detalhe no documento "Ajustamentos referentes a 2012 e 2013 a repercutir nas tarifas de 2014". Importa referir que os proveitos permitidos fixados a partir de 2009 refletem a reestruturação efetuada nesta atividade com a inclusão de parte dos custos da atividade de CEE.

Figura 9-3 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM



9.4 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o atual período regulatório implicaram uma alteração da metodologia de definição dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, nomeadamente:

- Ao nível do CAPEX, que passa de um mecanismo de *price cap*, para um modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual; e
- No que respeita ao OPEX líquido de proveitos, pese embora continue a ser regulado por um mecanismo do tipo *price cap*, foi introduzida uma componente de custos fixos, para além da

componente variável de custos, cujo driver é o número médio de clientes (à semelhança do período regulatório precedente) e, ainda, foram definidas novas metas de eficiência a aplicar a ambas as componentes de custos.

9.4.1 ANÁLISE DOS CUSTOS DA CEE

INVESTIMENTOS

O total de investimento previsto realizar na atividade de Comercialização de Energia Elétrica no decorrer no ano de 2014 ascende a cerca de 0,3 milhões de euros.

CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

No Quadro 9-6 apresentam-se os valores dos custos de exploração líquidos aceites pela ERSE para o processo de fixação dos proveitos permitidos para 2014.

Quadro 9-6 - Custos de exploração líquidos de outros proveitos

MT		
	Tarifas 2013	Tarifas 2014
Opex líquido MT (em 10 ³ euros)	457	465
IPIB t-1	0,2%	0,7%
Fator de eficiência	0%	0%

BT		
	Tarifas 2013	Tarifas 2014
Opex líquido BT (em 10 ³ euros)	3 786	3 798
IPIB t-1	0,2%	0,7%
Fator de eficiência	0%	0%

Conforme anteriormente referido, pese embora o OPEX líquido da atividade de Comercialização de Energia Elétrica continue a ser regulado por um mecanismo de *price cap*, foi alterada a metodologia de cálculo dos custos aceites.

OUTROS CUSTOS NÃO CONTEMPLADOS NO ÂMBITO DA APLICAÇÃO DE METAS DE EFICIÊNCIA – CONTACT CENTER

Em março de 2009, a EEM deu início à disponibilização de um serviço de “*contact center*” tendo como objetivo adequar o seu serviço de atendimento a clientes de acordo com as exigências do Regulamento

de Relações Comerciais e do Regulamento da Qualidade de Serviço. Em 2014, estima-se a ocorrência de 210 180 contactos, perfazendo um custo total de 244 milhares de euros, sendo alocado 10% destes custos no nível de tensão MT (24 milhares de euros) e 90% destes, em BT (220 milhares de euros).

Importa referir, que a aceitação dos custos com o *Contact Center* foi um procedimento seguido desde o início do período de regulação em curso. Na preparação do novo período de regulação 2015-2017 e depois de avaliado o desempenho da empresa, nomeadamente, em termos de eficiência económica da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, será ponderada a integração ou não dos custos com a frota automóvel na base de custos sujeita a *price cap*.

9.4.2 PROVEITOS PERMITIDOS NA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DA RAM

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, na atividade de Comercialização de Energia Elétrica, é dado pela expressão contida no n.º 1 do Artigo 103º do Regulamento Tarifário em vigor. O Quadro 9-7 apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2014, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2013.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO EM 2014

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

Quadro 9-7 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM

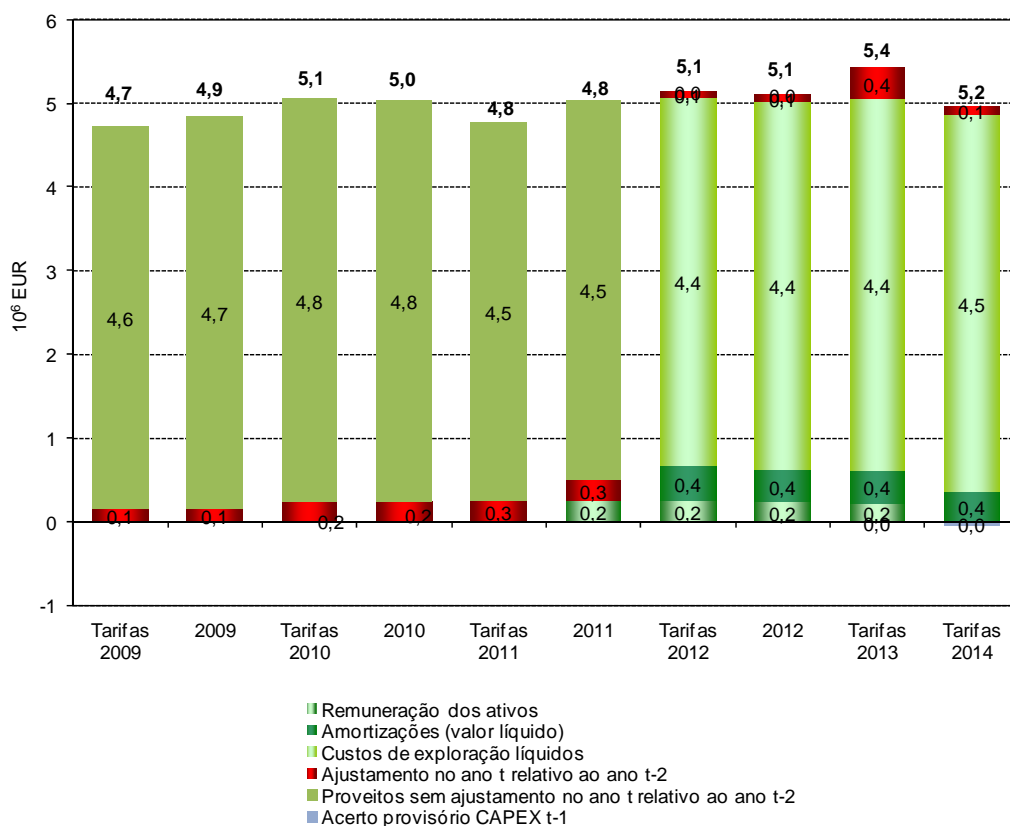
Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2013	Tarifas 2014	Varição (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
1	Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT [(a) + (b) x (c) + (d)]	61	54	-10,6%
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos participados	39	36	-8,0%
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações	242	234	-3,4%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	9,50%	9,50%	0 p.p.
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em MT relativo ao ano t-1	-1	-4	
2	Custos de exploração afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em MT, aceites pela ERSE [(e) + (f)* (g)]	457	465	1,8%
e	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	210	212	0,7%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	247	254	2,7%
f	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, em Euros por cliente	0,842	0,848	0,7%
g	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	293	299	2,0%
3	Custos previstos em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	20	24	17,5%
4	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em MT relativos ao ano t-2	-71	-15	-78,6%
5 = 1 + 2 + 3 - 4	Proveitos permitidos em MT	609	559	-8,3%
6	Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT [(h) + (i) x (j) + (k)]	547	489	-10,6%
h	Amortizações do ativo afecto fixo à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados	351	322	-8,0%
i	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações	2 179	2 105	-3,4%
j	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	9,50%	9,50%	0 p.p.
k	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em BT relativo ao ano t-1	-11	-34	
7	Custos de exploração afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em BT, aceites pela ERSE [(l) + (m)* (n)]	3 786	3 798	0,3%
l	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	1 891	1 905	0,7%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, em Euros por cliente	1 895	1 892	-0,1%
m	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, em Euros por cliente	0,0137	0,0138	0,7%
n	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	137 850	136 683	-0,8%
8	Custos previstos em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	184	220	19,7%
9	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em BT relativos ao ano t-2	-294	-92	-68,8%
10 = 6 + 7 + 8 - 9	Proveitos permitidos em BT	4 810	4 598	-4,4%
11 = 5 + 10	Proveitos Permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 420	5 157	-4,9%
12 = (11 + 4 + 9) / (g + n)	Proveitos permitidos por cliente (exclui o ajustamento de t-2) (€/cliente)	36,6	36,9	0,8%

Pela análise do quadro verifica-se um decréscimo do nível dos proveitos permitidos para 2013 de 4,9%, face aos valores aceites nas tarifas para 2013.

A Figura 9-4 evidencia a desagregação dos proveitos permitidos de 2009 a 2014, aceites pela ERSE, para cálculo de tarifas e de ajustamentos. Tal como nas restantes atividades, a comparação entre o valor do ano de 2012, aceite pela ERSE, e o valor das tarifas de 2012 é efetuada em detalhe no documento "Ajustamentos referentes a 2012 e 2013 a repercutir nas tarifas de 2014". Os proveitos permitidos fixados a partir de 2009 refletem a reestruturação efetuada que consistiu na transferência de custos desta atividade para a atividade de DEE.

Figura 9-4 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM



9.5 PROVEITOS PERMITIDOS À EEM PARA 2014

O nível de proveitos definidos para cada atividade regulada da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM para 2014 é apresentado no Quadro 9-8. É igualmente apresentado o nível de proveitos resultante do processo de cálculo das tarifas para 2013.

Quadro 9-8 - Proveitos permitidos da EEM

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2013	Tarifas 2014	Variação (%)
	(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	163 183	154 236	-5,5%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	50 538	42 806	-15,3%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 420	5 157	-4,9%
Proveitos permitidos da EEM	219 141	202 198	-7,7%

Os proveitos permitidos da EEM para 2014 apresentam um decréscimo de 7,7% face aos valores de 2013. Apesar da atividade de AGS ser a atividade com maior peso no total dos proveitos permitidos da empresa, o forte decréscimo da atividade de DEE face a 2013 também justifica a evolução global dos proveitos permitidos da EEM.

Excluindo o efeito do ajustamento de t-2 (cerca de 14,9 milhões a recuperar pela empresa), os proveitos permitidos da EEM apresentam um decréscimo de 10,6% (Quadro 9-9). Excluindo o efeito do ajustamento, a atividade de AGS apresenta um decréscimo na ordem dos 11,4%, e as atividades de DEE e de CEE decrescem 9,3% e 0,1% respetivamente, entre os valores de Tarifas 2013 e 2014.

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

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2013	Tarifas 2014	Variação (%)
	(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	157 667	139 753	-11,4%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	46 884	42 505	-9,3%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 055	5 050	-0,1%
Proveitos permitidos da EEM (excluí ajustamento de t-2)	209 606	187 307	-10,6%

9.6 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

No Quadro 9-10 é apresentado o sobrecusto por atividade da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM para 2013 e 2014. É igualmente apresentado o valor do custo com a convergência tarifária, para igual período.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO EM 2014

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

Quadro 9-10 - Custo com a convergência tarifária na RAM

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2013	Tarifas 2014
$\tilde{S}M_t^{AGS}$	Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	70 063	61 450
$\tilde{R}_t^{M,AGS}$	Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	163 183	154 236
$\tilde{R}_{AGS,t}^M$	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	93 120	92 785
$\tilde{S}RAM_t^{AGS}$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à atividade de AGS da RAM	0	0
$\tilde{S}M_t^D$	Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	19 400	12 790
$\tilde{R}_{j,t}^{M,D}$	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	50 538	42 806
$\tilde{R}_{D,j,t}^M$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	31 137	30 016
$\tilde{S}RAM_{j,t}^D$	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 atividade de DEE da RAM	0	0
$\tilde{S}M_t^C$	Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	3 385	3 183
$\tilde{R}_{j,t}^{M,C}$	Proveitos permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 420	5 157
$\tilde{R}_{C,j,t}^M$	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	2 035	1 974
$\tilde{S}RAM_{j,t}^C$	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 atividade de CEE da RAM	0	0
$\tilde{R}AM_{Pol,t}$	Custo da Convergência Tarifária a incorporar na UGS	92 849	77 423

O valor do Custo com a Convergência Tarifária da RAM nas tarifas para 2014 é de 77 423 milhares de euros sendo totalmente recuperada através da tarifa de UGS.

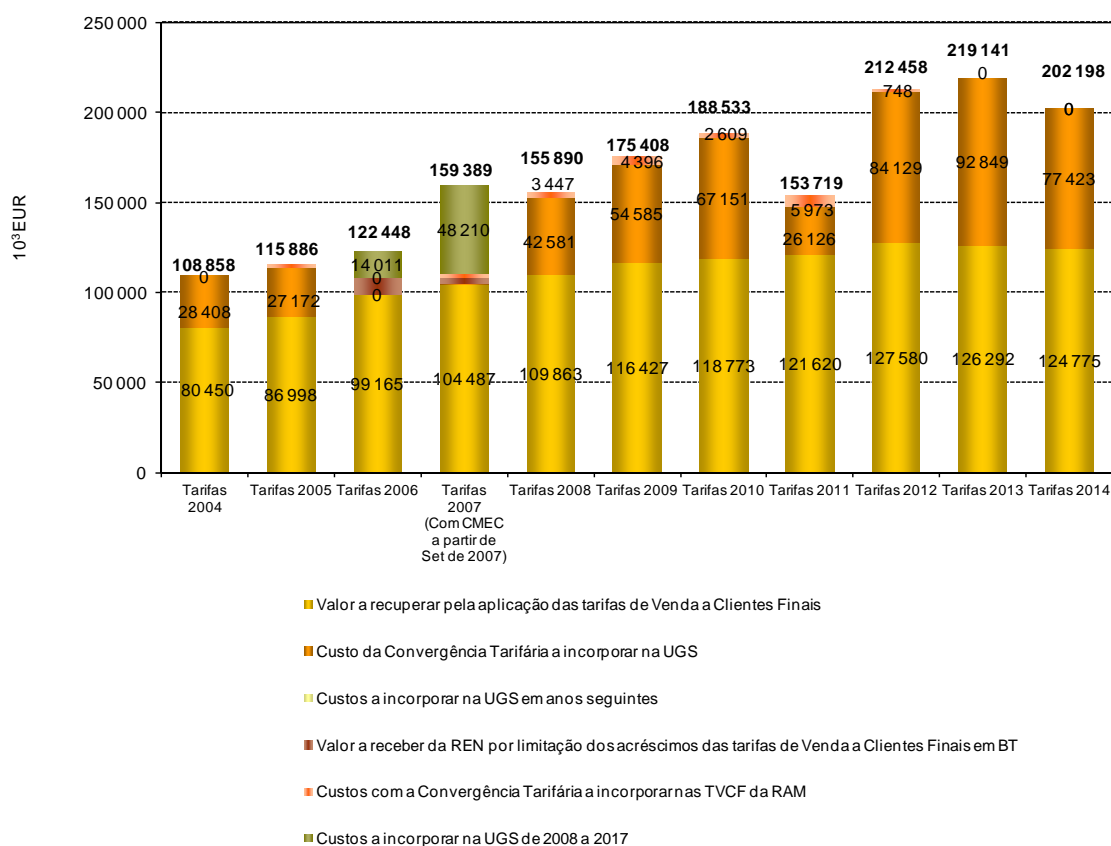
A Figura 9-5 apresenta o nível de proveitos permitidos da EEM desagregado da seguinte forma:

- 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 2004.

Figura 9-5 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EEM



Entre os valores de 2013 e 2014, o custo com a convergência tarifária a incorporar na UGS apresenta um decréscimo na ordem dos 15,5 milhões de euros, tendo, igualmente, decrescido o peso desta rubrica no total dos proveitos permitidos.

A 11 de dezembro de 2007, a EEM celebrou um contrato de cessão de créditos referentes aos custos com a convergência tarifária de 2006 e 2007²⁹ com o Banco Comercial Português, S.A. e a Caixa Geral

²⁹ Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro que estabelece que os custos com a convergência tarifária de 2006 e 2007 serão recuperados através da tarifa de UGS, acrescidos de juros, em prestações constantes, ao longo de um período de 10 anos, a partir de 2008.

PROVEITOS PERMITIDOS DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO EM 2014

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

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 2014 é de 6 885 milhares de euros sendo este montante transferido pela REN para os bancos cessionários em regime de duodécimos, durante o ano de 2014.

10 ANÁLISES COMPLEMENTARES

10.1 PREÇOS DE TRANSFERÊNCIA

10.1.1 ENQUADRAMENTO

As alterações legislativas ocorridas ao nível da extinção das tarifas reguladas e a complexidade cada vez mais notória das atividades reguladas conduzem à necessidade do regulador obter informação mais detalhada sobre as mesmas.

Face ao exposto, a ERSE elaborou um questionário que submeteu às empresas reguladas do setor elétrico, por forma a obter informação relevante com vista à monitorização das operações intragrupo realizadas entre empresas reguladas e empresas não reguladas inseridas no mesmo Grupo empresarial, nomeadamente, no que concerne aos custos de exploração, de estrutura e de financiamento. Neste processo, foi igualmente solicitado o Dossier Fiscal de Preços de Transferência (DFPT) às empresas reguladas, o qual consiste num processo de documentação onde se mantém organizada a informação respeitante à política de preços de transferência adotada nas operações intragrupo.

Este documento é, desde 2002, uma obrigação fiscal para todas as entidades que registem vendas e outros proveitos superiores a 3 milhões de euros, e que desenvolvam operações vinculadas. Estas consistem em transações comerciais e/ou financeiras com entidades em situações de relação especial)³⁰.

Neste contexto, as seguintes empresas reguladas do setor elétrico deverão possuir esta documentação atualizada: REN, SA, REN Trading, SA; EDP Distribuição, SA; EDP Serviço Universal, SA; EDA, SA e EEM, SA.

Em antecipação ao processo de preparação do novo período regulatório, a presente análise tem em vista evitar situações de subsídio cruzada e de duplicação de custos na esfera das empresas envolvidas.

A disponibilização desta informação tem ainda como objetivo:

- Dotar a ERSE de uma base documental sólida que suporte as decisões tomadas;
- Cruzar informação com a reportada nas contas reguladas enviadas pelas empresas;

³⁰ O regime português de preços de transferência preconiza as regras mencionadas, sendo composto pelo artigo 63.º do Código do Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas, em conjunto com a Portaria nº1446 - C/2001, de 21 de dezembro.

- Aprofundar o conhecimento das rubricas que as compõem e;
- Harmonizar a aceitação de custos no seio das empresas reguladas (no que respeita à tipologia de rúbricas a aceitar e, caso aplicável, aos respetivos montantes).

10.1.2 ANÁLISE DOS QUESTIONÁRIOS E DOS DFPTs

A análise ao questionário, integrada com uma análise complementar aos DFPTs, permitiu desde logo observar que, nalgumas situações em particular, os montantes reportados nesta documentação relativamente às operações realizadas intragrupo não cruzam com a informação apresentada nas contas reguladas.

Adicionalmente, a ERSE concluiu que:

- a) Uma parte significativa dos custos incorridos pelas empresas reguladas advém de operações realizadas com empresas do Grupo, destacando-se, maioritariamente, operações com impacto ao nível das rubricas de Fornecimentos e Serviços Externos (FSE), gastos com pessoal, outros gastos e perdas e, ainda, gastos financeiros, das demonstrações financeiras reguladas.
- b) Surgem, também, algumas operações com impacto ao nível dos rendimentos das empresas reguladas, embora com menor expressividade.

De facto, verifica-se cada vez mais que os grandes grupos económicos recorrem a estratégias de racionalização de recursos humanos e financeiros, à obtenção de economias de escala e a estratégias de especialização dos recursos humanos no que concerne às atividades *core* desenvolvidas por cada empresa, potenciando o *know-how* e eficiência.

Deste modo, tem-se assistido à implementação destas estratégias no perímetro dos grupos económicos nos quais se encontram inseridas as empresas reguladas em análise, facto que justifica o elevado grau de operações intragrupo realizadas.

Nos próximos pontos serão brevemente identificadas e enquadradas as operações com impacto ao nível dos gastos das empresas, que ocorrem de forma recorrente, no perímetro as empresas reguladas.

Importa referir que, nesta análise preliminar, ficaram fora do âmbito de análise:

- Operações cuja metodologia de preço se encontra fixada por regulamentos e legislação específica, não sendo, portanto, passível de alteração por vontade das partes envolvidas; e

- Operações cuja materialidade se revela pouco relevante na estrutura de rendimentos e gastos das empresas reguladas analisadas³¹.

a) Aquisição de serviços intragrupo:

De um modo geral, as empresas analisadas recorrem, de forma contínua, a empresas do grupo para aquisição de serviços de diversa natureza, tanto do ponto de vista operacional como estratégico. Destacam-se serviços genéricos de apoio à gestão (informáticos, económico-financeiros, aprovisionamento, recursos humanos, comunicação e imagem, entre outros), bem como serviços de elevado grau de especialização ao nível do setor elétrico (serviços de engenharia, consultoria energética, gestão comercial, entre outros).

Regra geral, a metodologia de preço subjacente à prestação de serviços consiste no apuramento dos custos incorridos pela entidade prestadora de serviços por conta das entidades beneficiárias, respetiva imputação através de chaves de alocação e aplicação de uma margem de lucro sobre os custos incorridos, por forma a remunerar o valor acrescentado do serviço prestado.

O facto da metodologia de preço estar indexada aos custos incorridos e alocados, bem como à aplicação de uma margem, conduz, naturalmente, a uma acrescida atenção por parte da ERSE em analisar eventuais situações de subsidiação cruzada e duplicação de custos na esfera das empresas envolvidas, dado o vasto leque de serviços adquiridos a entidades do grupo.

De acordo com as análises económicas disponibilizadas pelas empresas a estas operações cumpre referir o seguinte:

- É possível concluir que, regra geral, os serviços intragrupo traduzem-se num benefício económico para as entidades adquirentes, traduzindo-se na racionalização de recursos e obtenção de economias de escala. Contudo, na medida em que os serviços prestados assumem um vasto leque de naturezas, geralmente no âmbito do apoio à gestão, torna-se crítica a avaliação da não duplicação de custos, isto é, da inexistência de aquisição de serviços similares a diversas entidades do grupo.
- Relativamente aos custos imputados, a ERSE observou que nem sempre é possível concluir pela razoabilidade e transparência da metodologia utilizada. Particularmente, verificaram-se operações em que (i) a razoabilidade da base de custos a imputar pela entidade prestadora dos serviços não é objeto de análise e (ii) não é clara a metodologia utilizada para alocação dos custos às empresas beneficiárias.

³¹ Tendo por base o peso do montante das operações nas respetivas rubricas das demonstrações de resultados reguladas enviadas pelas empresas.

- As margens aplicadas são testadas, regra geral, por recurso a estudos de *benchmarking*, tendo por base as margens praticadas por entidades independentes que realizam operações comparáveis. A análise a esta variável do preço permitiu concluir que, para determinadas operações, as margens aplicadas se revelam desajustadas face às práticas de mercado.

Por outro lado, uma análise comparativa entre empresas reguladas, ao nível das margens praticadas em serviços intragrupo da mesma natureza, permitiu concluir que as margens aplicadas são significativamente díspares entre si.

b) Operações financeiras:

- Suprimentos e operações de gestão de tesouraria, tanto numa perspetiva credora (aplicação e fundos), como numa perspetiva devedora (recurso a fundos).

Tendo por base os documentos enviados pelas empresas, a razoabilidade dos termos e condições subjacentes a estas operações foram testados por recurso a informação disponibilizada pelo Banco de Portugal, bem como por outras bases de dados (como a *bloomberg*), tendo-se comparado o preço das operações realizadas com o preço que seria praticado, para operações comparáveis em contexto de mercado.

Genericamente, as operações financeiras contratualizadas intragrupo representam um benefício económico para as entidades envolvidas, na medida em que (i) numa perspetiva credora, as entidades obtêm taxas de juros mais vantajosas do que se aplicassem os seus fundos no mercado e (ii) numa perspetiva devedora, as entidades suportem taxas inferiores às praticadas em contexto de mercado. Contudo, a ERSE observou também operações em que a taxa de juro praticada se revela relativamente elevada face às condições de mercado.

c) Outras operações:

- Cedência de pessoal:

Esta operação consiste, em termos gerais, numa mera refaturação dos custos incorridos com determinado colaborador que, pertencendo ao *payroll* de uma empresa, encontra-se alocado a outra. Assim, (i) por um lado os efeitos contabilísticos na esfera da empresa que cede o colaborador são nulos e (ii) por outro, esta operação representa um benefício económico para a empresa contraparte.

- Aluguer de espaços:

Regra geral, o preço desta operação consubstancia-se num valor fixo por m², sendo imputado às entidades beneficiárias em proporção da área ocupada. O preço praticado revelou-se, regra geral, em linha com os preços praticados em mercado.

Não obstante, e numa ótica de regulação económica, nos casos em que os espaços objeto de aluguer integrem a base de ativos regulatórios a remunerar das empresas proprietárias dos imóveis, a ERSE

deverá desenvolver análises adicionais por forma a concluir se as rendas e demais rendimentos obtidos com esta operação estão em linha com a respetiva proporção da remuneração do ativo.

- Refaturações e operações de carácter pontual e/ou residual.

Estas operações não se revestem de natureza recorrente e registam, na maioria das vezes, uma materialidade reduzida na estrutura de gastos das empresas. Contudo, a análise da natureza dos montantes subjacentes a estas operações releva-se importante, numa ótica de aceitação de custos para efeitos de regulação.

10.1.3 CONCLUSÕES

Como nota final à documentação analisada, importa referir que, por vezes, é justificada a aderência às condições de mercado dos preços praticados em determinadas operações intragrupo, pelo facto de as mesmas serem desenvolvidas por empresas reguladas através de entidades independentes. Assim, a ERSE, enquanto entidade reguladora, não produz conclusões acerca da aderência do preço das operações intragrupo realizadas às condições de mercado, procurando antes analisar a razoabilidade da natureza custos e respetivos montantes, para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos das empresas, numa ótica de benefício do sistema: garantir simultaneamente a proteção dos consumidores e o equilíbrio económico-financeiro das empresas.

Não obstante a análise preliminar agora realizada e apresentada, as operações intragrupo serão, a partir de agora, objeto de monitorização continua por parte da ERSE, com particular relevância aquando da definição de parâmetros para o novo período regulatório que se aproxima.

Deste modo, complementarmente à informação enviada pelas empresas sobre a temática dos preços de transferência, a ERSE poderá realizar análises adicionais que permitam comprovar a aderência dos termos e condições praticados nas operações intragrupo às práticas de mercado e, bem assim, a eficiência dos custos incorridos pelas empresas, bem como a inexistência de subsidiação cruzada.

10.2 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CEE)

10.2.1 ENQUADRAMENTO

Com o aproximar de um novo período regulatório, é essencial a monitorização e avaliação, por parte da ERSE, da razoabilidade dos indutores de custos que têm sido imputados à comercialização, bem como da base de custos definida.

Particularmente no Continente, o processo de extinção de tarifas da atividade de CEE acarreta alterações significativas.

Deste modo, foi elaborado um questionário às empresas que desenvolvem esta atividade, primeiro passo de uma análise mais aprofundada, com o objetivo de obter mais informação sobre a sua atividade operacional e ser uma base documental de suporte:

- Por um lado, à definição de custos de referência³², nos termos do Decreto-Lei 215-B/2012, de 8 de outubro, para a atividade de CEE, tendo em conta, naturalmente, as especificidades das empresas, nomeadamente em termos de localização, dimensão, dispersão do negócio, inserção em Grupos empresariais, maturidade da atividade, entre outros; e
- Por outro, à definição dos indutores de custo que registem elevada aderência à evolução da atividade de CEE, procurando também proporcionar uma harmonização entre a metodologia de regulação do continente e das RAs, não descurando, mais uma vez, as especificidades de cada empresa.

Face ao exposto, os próximos pontos elencam uma análise preliminar com o objetivo de caracterizar a atual situação da atividade de CEE, objeto de aprofundamento futuro, aquando da preparação do próximo período regulatório.

10.2.2 CONTINENTE

A EDP Serviço Universal (EDP SU) transfere, através de contratos de *outsourcing*, a operacionalização dos processos comerciais para uma empresa do Grupo, a EDP Soluções Comerciais S.A. (EDP SC). Deste modo, cabe à EDP SC a gestão do ciclo comercial da EDP SU, nomeadamente nas atividades de atendimento, faturação, cobrança, gestão da dívida, tratamento de reclamações e pedidos de informação.

Atendendo ao elevado peso que a prestação de serviços da EDP SC representa na totalidade dos custos da atividade da EDP SU, e a necessidade de obter uma maior discriminação da informação sobre estes custos, em 2011 foi acordada a elaboração de um estudo (contratado à Deloitte) que permitisse avaliar a eficiência dos custos da EDP SU, nomeadamente na sua relação com a EDP SC. Desta forma, foi possível uma análise mais detalhada dos custos imputados à regulação e uma maior garantia do nível de eficiência incluído nos custos a considerar no cálculo dos proveitos permitidos. De acordo com os resultados obtidos no estudo procedeu-se à introdução dos processos de atendimento como *driver* de custos, na medida em que é um dos processos com maior peso no total dos custos imputados à EDP SU ao longo do último período regulatório.

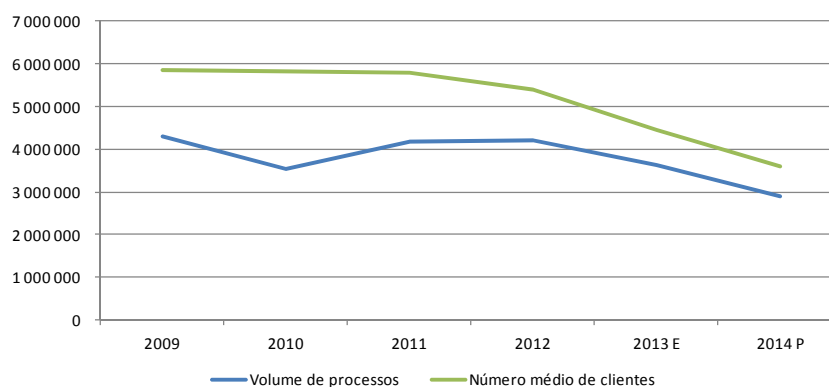
³² Para esse cálculo o custo de referência da atividade da comercialização é determinado com base na informação respeitante aos proveitos permitidos ao comercializador de último recurso, no âmbito de uma gestão criteriosa e eficiente, conforme número 9, do artigo 50.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

Contudo, a partir de 2011, a EDP SC alterou o modelo de faturação dos serviços comerciais prestados à EDP SU, passando o mesmo a assentar nas linhas de serviços prestados, ao contrário do anterior, que se baseava na faturação por processos comerciais. A adoção do novo sistema de faturação dificulta o processo de monitorização da atividade de comercialização da EDP SU, na medida em que se assiste a uma total descontinuidade, a partir de 2011, dos processos comerciais anteriormente desenvolvidos e dos respetivos custos.

Contudo, esta monitorização revela-se imperativa, pelo que a mesma será realizada pela ERSE de forma integrada com a análise à evolução da atividade da EDP SU: por um lado, para efeitos de aceitação de volume anual de processos de atendimento e respetivos custos associados, no atual período regulatório; e, por outro, para avaliação do desempenho da empresa no final do período regulatório e consequente definição de parâmetros no período regulatório que se aproxima

O gráfico abaixo ilustra o paralelismo entre a evolução do volume de processos de atendimento e a evolução do atividade da empresa, medida, neste caso, pelo número médio de clientes.

Gráfico 10-1 – Evolução do volume de processos e número médio de clientes da EDP SU



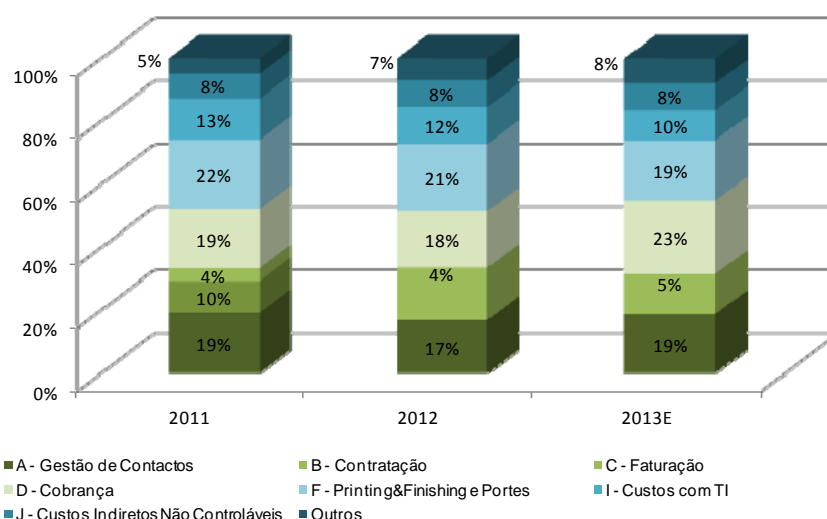
A partir de 2011 é possível observar um comportamento em linha entre o volume de processos de atendimento e o número médio de clientes, assistindo-se progressivamente a uma aproximação do ritmo de decréscimo das variáveis.

Refira-se que não é possível, nesta fase, uma análise aos custos totais incorridos pela EDP SU com a atividade de CEE, bem como aos respetivos custos unitários por cliente, na medida em que no questionário realizado, a EDP SU apenas disponibilizou informação sobre os custos incorridos com serviços adquiridos à EDP SC. Deste modo, e pese embora estes custos se consubstanciem numa parcela significativa dos custos incorridos pela EDP SU, conforme anteriormente referido, não espelham a totalidade custos subjacentes à atividade de CEE.

Uma breve análise da atividade de comercialização EDP SU permitiu observar que os proveitos permitidos aceites pela ERSE para a atividade de CEE da EDP SU têm registado uma tendência decrescente ao longo do período analisado (de cerca de 108 milhões em 2009 para 80 milhões em 2009), a par do decréscimo do número médio de clientes, o que se reflete, igualmente, numa diminuição dos custos unitários por cliente aceites (de 18 para 15 EUR/processo, entre 2009 e 2012).

Relativamente às rubricas de custos que maior peso assumem nos custos totais imputados pela EDP SC à EDP SU, de acordo com o novo sistema de faturação, destacam-se a faturação e a cobrança, com um peso na ordem dos 40%, como é possível verificar no gráfico infra.

Gráfico 10-2 – Peso das rubricas de custo no agregado total de custos imputados pela EDP SC



Não foi possível concluir acerca do indutor que, segundo a empresa, regista maior aderência à função de comercialização, bem como ao número de clientes, ao processo de *switching* de clientes e à energia comercializada, na medida em que a EDP SU não disponibilizou esta informação.

10.2.3 REGIÕES AUTÓNOMAS

EDA

A EDA desenvolve as suas atividades como operador único na RAA, mercado que apresenta algumas especificidades quer pela sua localização, quer pela sua dispersão pelas várias ilhas. Com efeito, a empresa dispõe de uma rede de 15 lojas distribuídas por todas as ilhas da RAA, bem como 3 centros de energia onde os clientes podem efetuar qualquer tipo de operação, independentemente da ilha onde estejam e para a qual pretendam o respetivo serviço.

Apesar de a EDA ser uma empresa verticalmente integrada, é possível identificar os custos incorridos por conta da atividade de comercialização, de acordo com o modelo de custeio implementado na EDA: o modelo ABC – *Activity Based Costing*.

EEM

A EEM desenvolve as suas atividades como operador único na RAM, mercado que apresenta algumas especificidades pela sua localização. Adicionalmente, pelo fato de a EEM ser uma empresa verticalmente integrada, a estrutura organizacional da área comercial encontra-se dispersa pela estrutura da empresa, pelo que em muitos casos os processos são desenvolvidos internamente de forma transversal, o que para efeitos de apuramento de custos unitários de processos comerciais acarreta dificuldades acrescidas e a necessidade de utilização de critérios de repartição. Particularmente, é prática que os colaboradores da EEM, nos postos de atendimento presencial, realizem tarefas de *front office*, *back office* e de apoio a outras áreas que não a comercial, pelo que o processo de aferição dos custos de cada uma das atividades comerciais da EEM revela fragilidades.

Não obstante, existem dois grandes processos subjacentes à atividade de comercialização que estão individualizados e são passíveis de uma clara identificação de custos: os processos de atendimento, e os processos de *back office*, de natureza essencialmente administrativa, necessários para o fornecimento, faturação e cobrança de energia.

Tendo em conta as especificidades apresentadas, a EEM realiza a repartição de custos alocados às atividades de comercialização em função do nº de processos/operações comerciais registadas.

Face ao exposto, os gráficos infra apresentam uma breve caracterização da atividade de comercialização das RAs, em termos de custos globais incorridos pelas empresas, número de clientes e custo unitário por cliente (real e aceite pela ERSE³³), bem como as rubricas que compõem as respetivas estruturas de custos.

³³ Importa referir que o cálculo dos custos unitários aceites pela ERSE têm por base os proveitos permitidos reais desconsiderando o efeito dos ajustamentos, pelo que são líquidos de proveitos e incluem uma componente de custo com capital.

Os custos unitários aceites pela ERSE não são apresentados para o ano de 2013, na medida em que ainda são valores reais.

Gráfico 10-3 - Caracterização da atividade de comercialização



Apesar dos custos incorridos pelas RAs com a atividade de CEE revelarem um perfil irregular, não se observando uma tendência decrescente, verifica-se que os custos unitários aceites pela ERSE têm sido, regra geral, inferiores aos valores incorridos pelas empresas³⁴.

Tendo por base os dados apresentados e o período temporal analisado, é possível verificar que os custos unitários por cliente da atividade de CEE apresentam algumas oscilações, sem tendência definida, situando-se:

- Entre os 50 e os 56 EUR/cliente, para a EDA, empresa que atua como operador único em território insular, com um nível médio de clientes na ordem dos 121 milhares de clientes e cujo negócio, em fase de maturidade, se encontra significativamente disperso em termos geográfico; e
- Entre os 45 e os 49 EUR/cliente, para a EEM, empresa que atua como operador único em território insular, com um nível médio de clientes na ordem dos 137 milhares de clientes e cujo

³⁴ Os custos unitários aceites pela ERSE situam-se à volta de 42 EUR/cliente na EDA e 35 EUR/cliente na EEM.

negócio, em fase de maturidade, não se encontra condicionado por fatores de dispersão geográfica.

Relembre-se que estes valores resultam de uma análise preliminar meramente indicativa, objeto de aprofundamento futuro, pelo que não se deverão considerar nesta fase como valores de referência.

É possível observar também que os processos de faturação e cobrança são a principal rúbrica de custo suportada pelas RAs na prossecução da função de comercialização de energia elétrica.

No caso concreto da EEM, importa referir que os custos relacionados com serviços administrativos e financeiros, bem como com serviços de apoio não são passíveis de individualização, pelo que estas tipologias de custos já se encontram incluídas nas rubricas de atendimento, faturação e cobrança e reclamações.

A par desta análise, e de acordo com o questionário realizado, a ERSE observou também que a faturação e cobrança é o indutor que obtém maior consenso entre as RA como sendo o processo que regista maior aderência à função de comercialização, registando igualmente um elevado grau de aderência ao número de clientes e à energia comercializada.

10.2.4 CONCLUSÕES

A definição de indutores de custo entre as empresas que desenvolvem a atividade de CEE, bem como a definição de custos de referência para esta mesma atividade exige a disponibilização de informação detalhada por parte das empresas, bem como uma análise cuidada desta informação por parte da ERSE, na medida em que se revela essencial ajustar e compatibilizar a informação às especificidades das empresas.

De acordo com a análise prévia realizada, foi possível concluir de forma clara que os custos unitários por cliente são sensíveis a fatores como a dimensão das empresas, localização e dispersão do negócio.

Foi também possível observar, através dos questionários realizados, que as tipologias de custos que maior peso assumem no agregado total de custos incorridos com a atividade de CEE³⁵ das empresas analisadas, independentemente das suas especificidades, são os processos de faturação e cobrança. Adicionalmente, e de acordo com as duas empresas das RAs, estes consubstanciam-se, também, nos processos que maior aderência registam à função de comercialização, bem como ao número de clientes e à energia comercializada.

³⁵ No caso da EDP SU esta análise incidiu apenas sobre a parcela dos custos imputados pela EDP SC, conforme já referido.

Por último, importa referir que, os custos incorridos pelas empresas com a prossecução da atividade de comercialização serão objeto de monitorização futura e de análises adicionais, nomeadamente através da realização de estudos de *benchmarking*, com maior enfoque aquando da definição dos parâmetros para o próximo período regulatório. Nomeadamente, a ERSE irá realizar análises que permitam definir os custos de referência da atividade de comercialização, bem como os *drivers* de custos mais aderentes à evolução da atividade de comercialização.

10.3 AQUISIÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA PARA FORNECIMENTO DOS CLIENTES DO CUR

10.3.1 ENQUADRAMENTO

O Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, desenvolve as bases gerais instituídas pelo Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto que estabelece o regime jurídico aplicável à atividade do Sistema Elétrico Nacional. Na base dessa revisão estiveram as Grandes Opções do Plano 2012-2015, aprovadas pela Lei n.º 64-A/2012, de 30 de dezembro, no sentido de privilegiar a promoção da competitividade, transparência dos preços, e do bom funcionamento e efetiva liberalização dos mercados de eletricidade.

Neste sentido, o Decreto-Lei 215-B/2012 atribui à ERSE a responsabilidade de elaboração de um relatório anual indicando os preços recomendados para o fornecimento de energia elétrica em BT, o qual de acordo com o número 8, do artigo 50.º, do referido diploma, resulta do somatório das tarifas de acesso, com os custos de referência da atividade de comercialização e dos custos médios de referência para as aquisições de energia elétrica para fornecimento dos clientes do CUR. Os custos médios de referência para a aquisição de energia elétrica são determinados de acordo com o mecanismo de aprovisionamento eficiente de energia elétrica por parte do comercializador de último recurso previsto no Regulamento Tarifário, conforme número 10, do artigo 50.º do mesmo diploma.

Neste quadro, o trabalho efetuado neste primeiro ano pretende lançar as bases para um conhecimento mais aprofundado sobre a atividade de aquisição de energia elétrica e mercado, no que se refere aos custos médios de referência para a aquisição de energia elétrica. Este trabalho tem ainda em vista o desenvolvimento de um mecanismo de aprovisionamento eficiente, a aplicar a partir do próximo período regulatório.

Assim, apresentam-se em seguida os resultados das análises realizadas para dar resposta ao estipulado pelo Decreto-Lei 215-B/2012, de 8 de outubro.

10.3.2 ANÁLISE

De acordo com os artigos 86.º a 88.º do Regulamento Tarifário em vigor, cabe ao Comercializador do Último Recurso (CUR) a incumbência de vender a energia produzida pelos produtores em regime especial que beneficiam de tarifas fixadas administrativamente (*feed-in tariffs*) e comprar energia elétrica para abastecer os clientes que se mantêm no mercado regulado.

No sentido de analisar os custos associados à aquisição de energia elétrica para o fornecimento dos clientes do CUR, é necessário observar, por um lado, o perfil do consumo dos seus clientes e, por outro, perceber o impacto dos serviços de sistema.

De uma forma genérica, pode-se decompor o custo da aquisição de energia elétrica por parte do CUR em quatro parcelas: preço de mercado, *spread* associado ao perfil de consumo dos clientes do CUR, os custos relativos aos desvios de consumo e custos que derivam de razões de ordem técnica da própria rede.

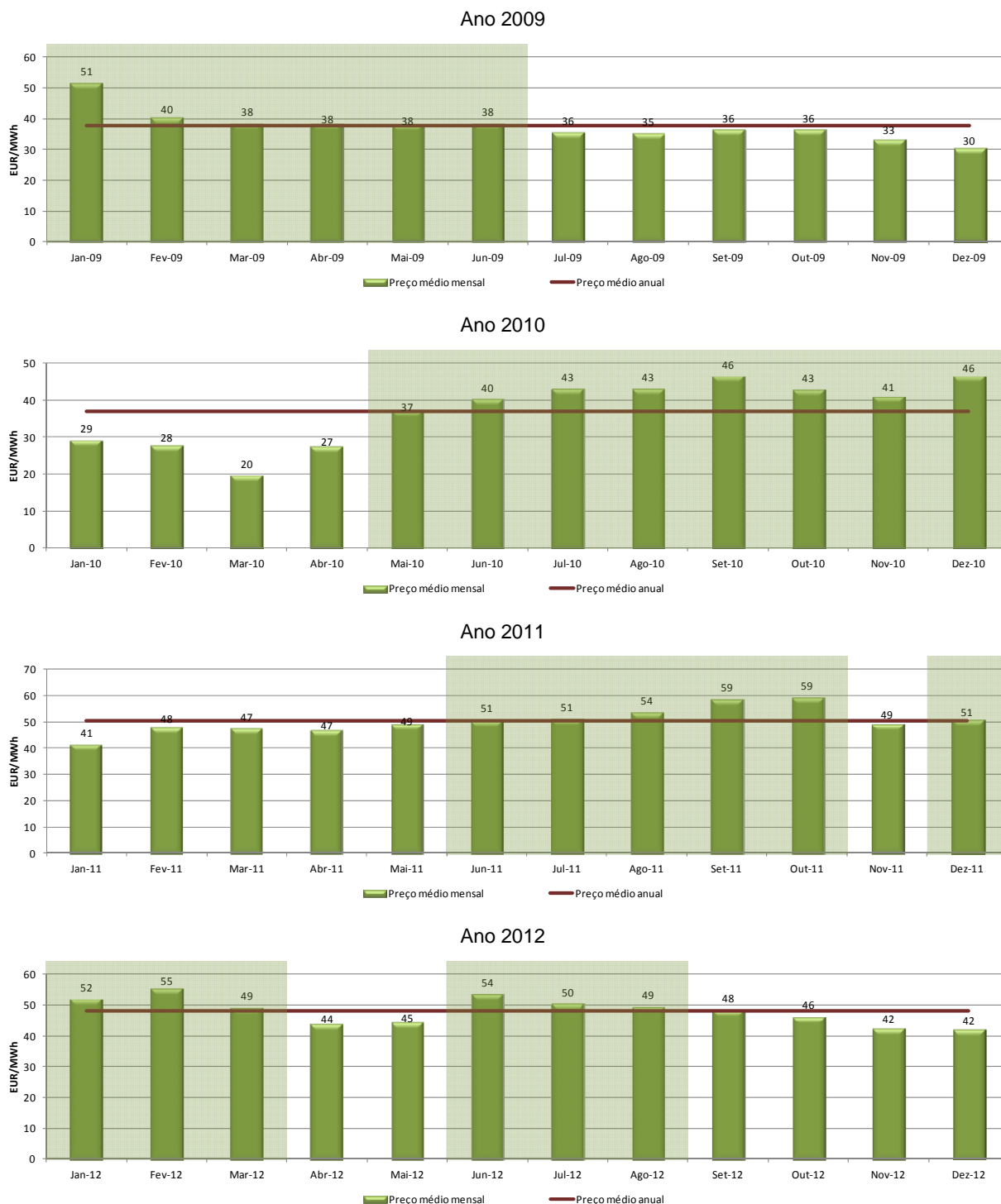
Para compreender de que forma o perfil de consumos da carteira de clientes influencia o custo de aquisição de energia elétrica no mercado analisou-se o comportamento do preço de mercado, o perfil de consumos e o custo de aquisição do CUR.

O ponto de partida para esta análise é a verificação do preço do mercado grossista, nos últimos 4 anos, por mês e por hora.

A Figura 10-1 apresenta os preços do mercado diário por mês, bem como o preço médio anual para os anos de 2009 a 2012. Verifica-se que, em termos mensais não se consegue estabelecer um padrão de comportamento dos preços, com exceção dos anos de 2010 e de 2011, em que os preços mais elevados ocorreram no segundo terço do ano. Nos últimos dois anos os preços médios foram os mais elevados do período em análise, com valores a rondar os 48 €/MWh e 50 €/MWh.

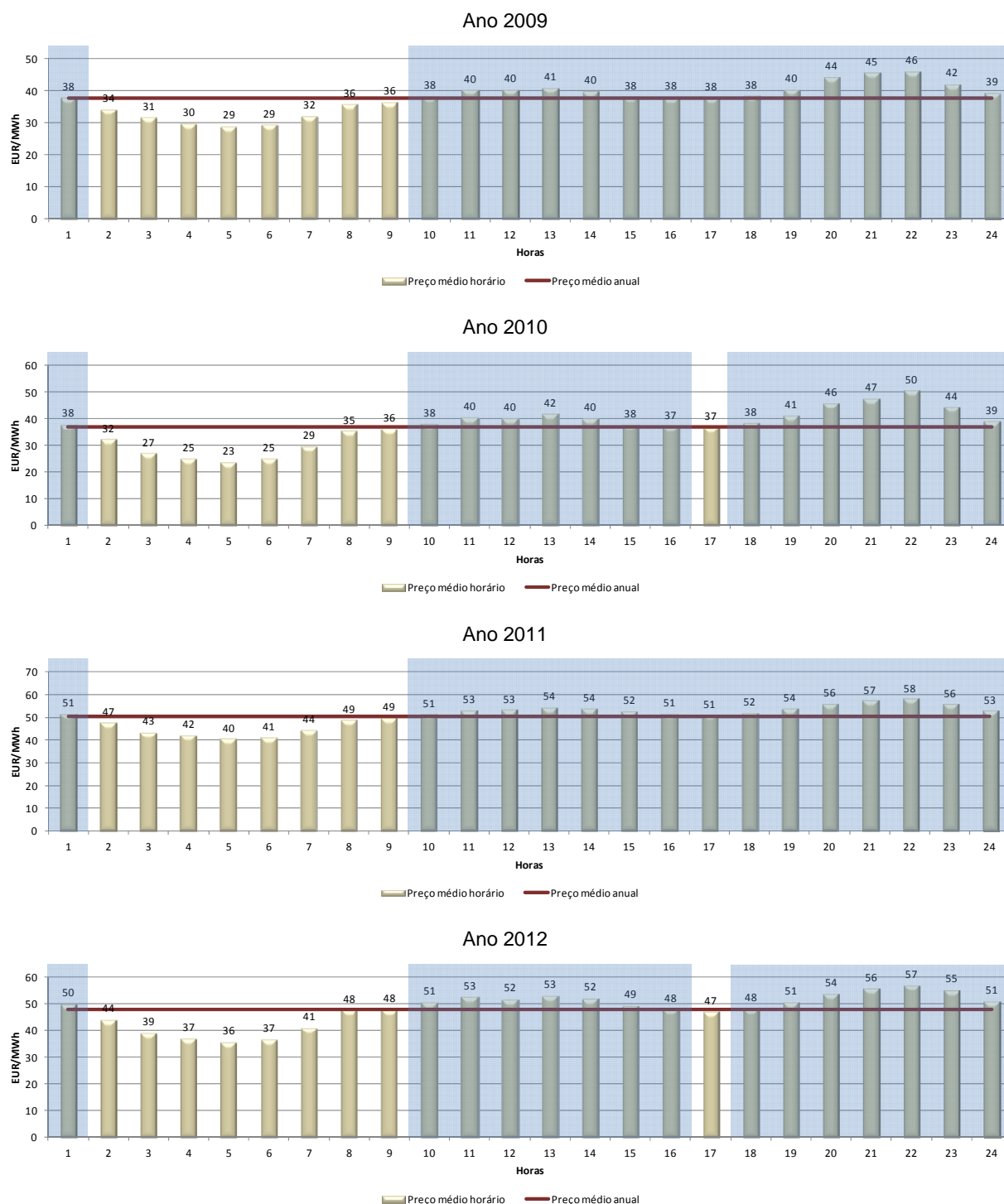
Em 2012, os preços médios mensais mais elevados, ocorreram no primeiro trimestre do ano, ao contrário do que havia sucedido nos anos de 2010 e de 2011, e no período de junho a setembro. De facto, os anos de 2010 e de 2011 apresentaram índices de produtividade hidroelétrica elevados, explicando em parte os preços mais baixos ocorridos nos primeiros meses.

Figura 10-1 – Preço médios de mercado mensais, de 2009 a 2012



A Figura 10-2 apresenta os preços médios de mercado por hora para o mesmo período de análise (anos 2009 a 2012). Esta análise permite estabelecer padrões de comportamento dos preços. Na realidade, os preços mais elevados, ao longo de cada dia, ocorrem na primeira hora e entre as horas 10 e 24.

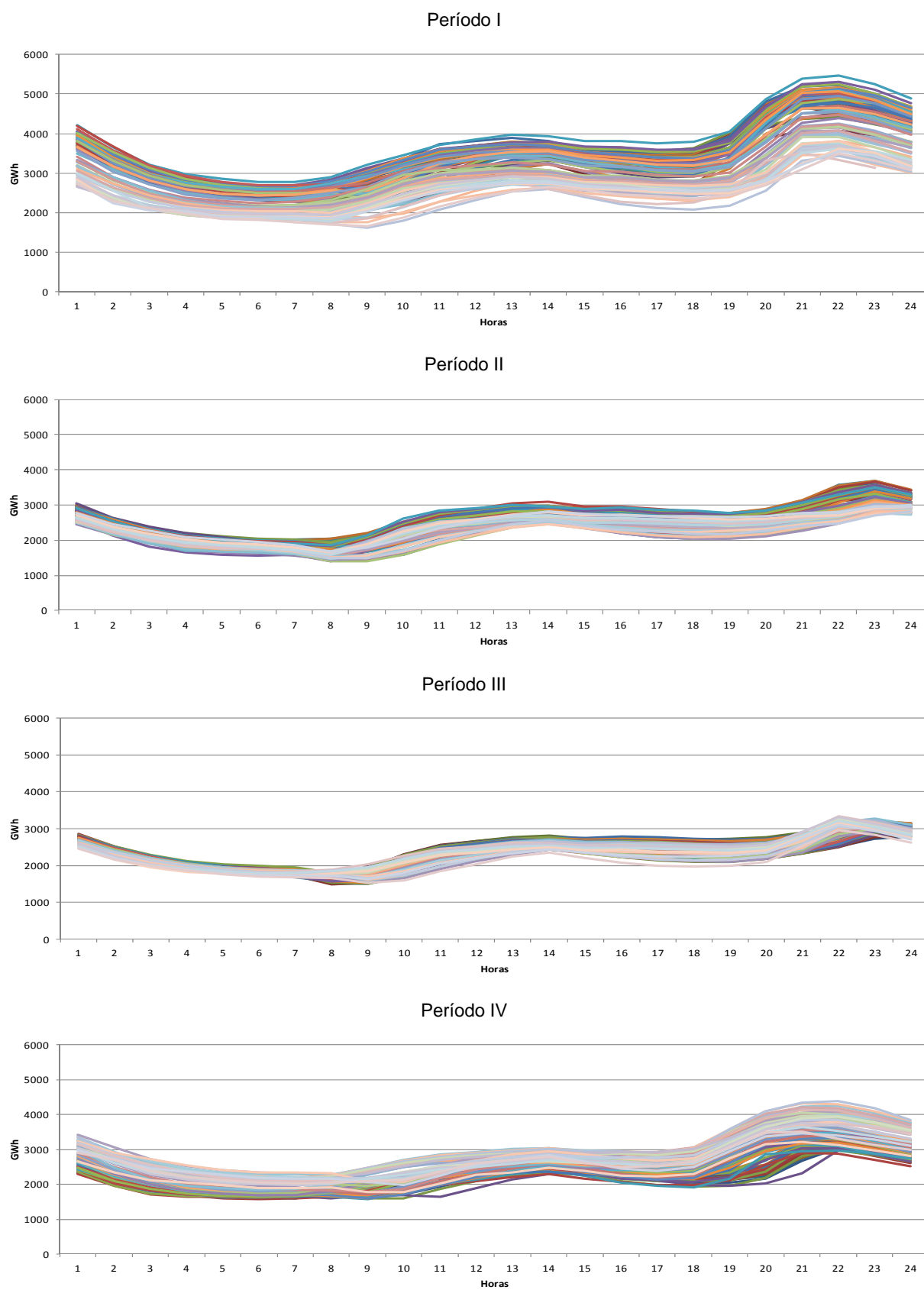
Figura 10-2- Preços médios de mercado por hora, de 2009 a 2012



Em seguida, analisam-se os perfis de consumo dos clientes do CUR para 2012 (único ano para o qual se dispõe de informação relativa às compras de energia por parte do CUR). Dado que os perfis de consumo são diferentes dependendo da fase do ano, a análise é realizada por trimestre ou seja repartida por quatro períodos, correspondentes aos períodos trimestrais de entrega de energia elétrica, definidos no artigo 27.º do Regulamento tarifário em vigor (período I – 1/1 a 31/3; período II – 1/4 a 30/6; período III – 1/7 a 30/9 e período IV – 1/10 a 31/12).

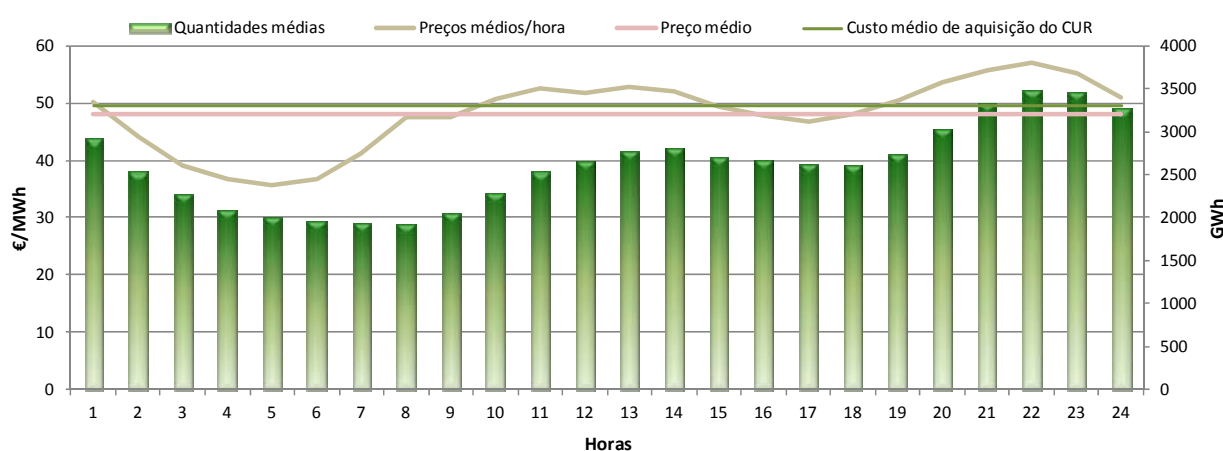
A Figura 10-3 apresenta o perfil de consumos dos CUR, por período horário, para o ano de 2012. Como se pode verificar, o período onde existiu maior volatilidade no consumo foi no período I, onde ocorreu, também, uma maior amplitude entre o dia de menor consumo e o de maior consumo. Esta figura permitem-nos concluir quando à relativa estabilidade do consumo da carteira de clientes do CUR, sobretudo nos períodos II e III.

Figura 10-3 – Consumos do CUR em 2012 e por períodos (I, II, III e IV)



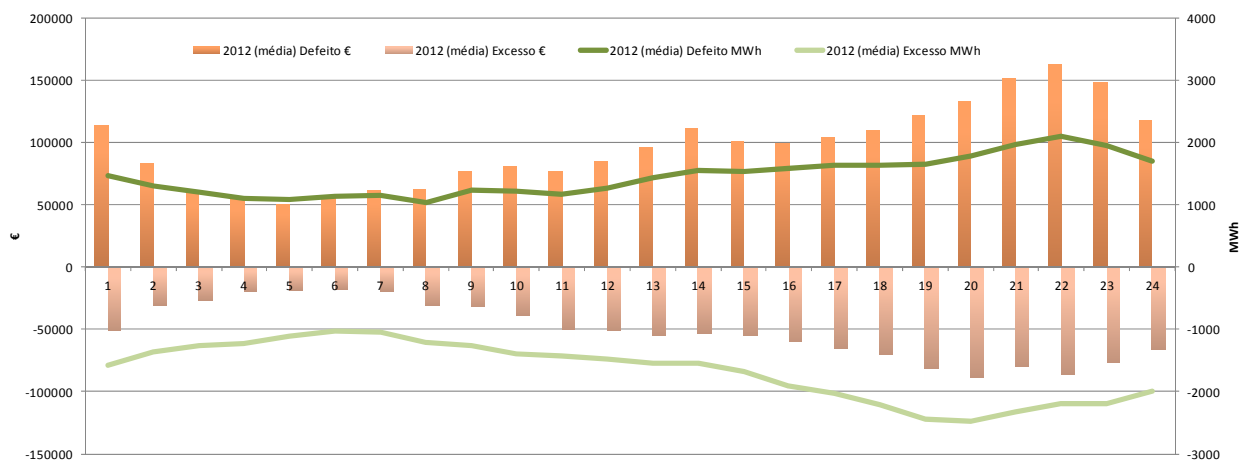
A Figura 10-4 apresenta a evolução dos consumos médios dos clientes do CUR por hora, bem como a evolução dos preços médios horários. Verifica-se que o consumo dos clientes do CUR segue a tendência do preço médio do mercado, por hora. O consumo é superior nas horas em que o preço é também superior. Neste quadro, o preço médio do mercado é inferior ao custo de aquisição de energia para o fornecimento dos clientes do CUR.

Figura 10-4 – Consumos médios dos clientes do CUR, preços médio por hora, preço médio do mercado e preço de mercado para os clientes do CUR em 2012



Para além do diferencial sobre o preço de mercado, o custo de aquisição de eletricidade é ainda constituído pelas parcelas associadas aos desvios de consumo e pela partilha dos custos relativos às restrições técnicas e banda de regulação. Procedeu-se à análise dos desvios, quer das quantidades quer dos valores (por defeito e excesso) para 2012. A figura seguinte apresenta essa evolução.

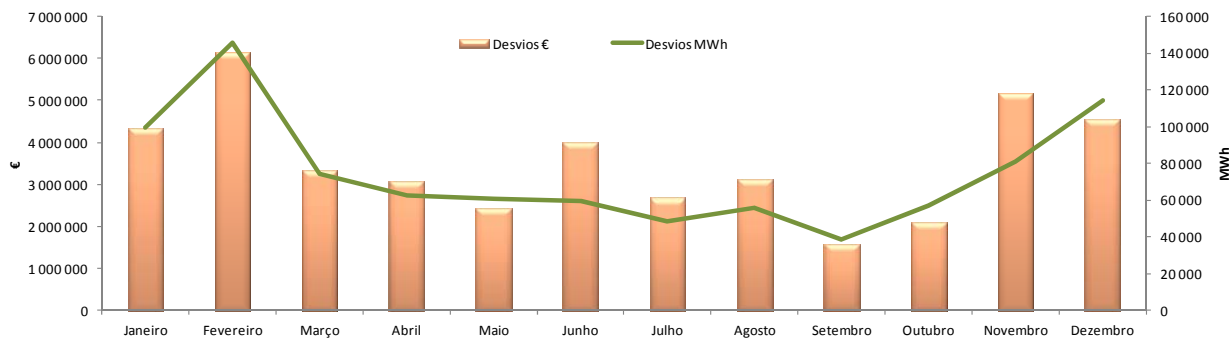
Figura 10-5 – Desvios de consumos do CUR em 2012 e por hora



Por defeito significa que o consumo, em tempo real, é superior ao programa final (resultado dos mercado diário e intradiários). Sempre que o consumo é inferior ao programa final, então, significa que existe excesso de energia.

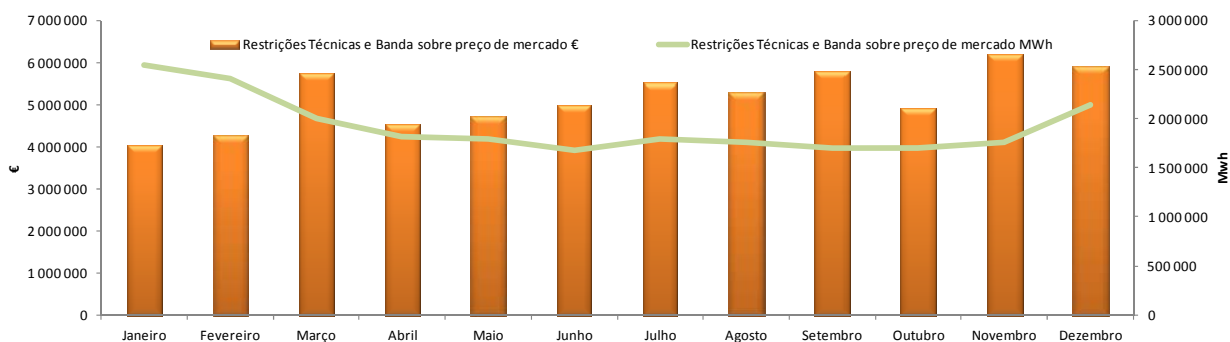
Os custos totais associados aos desvios da procura são apresentados na figura seguinte.

Figura 10-6 – Desvios totais de consumos do CUR em 2012



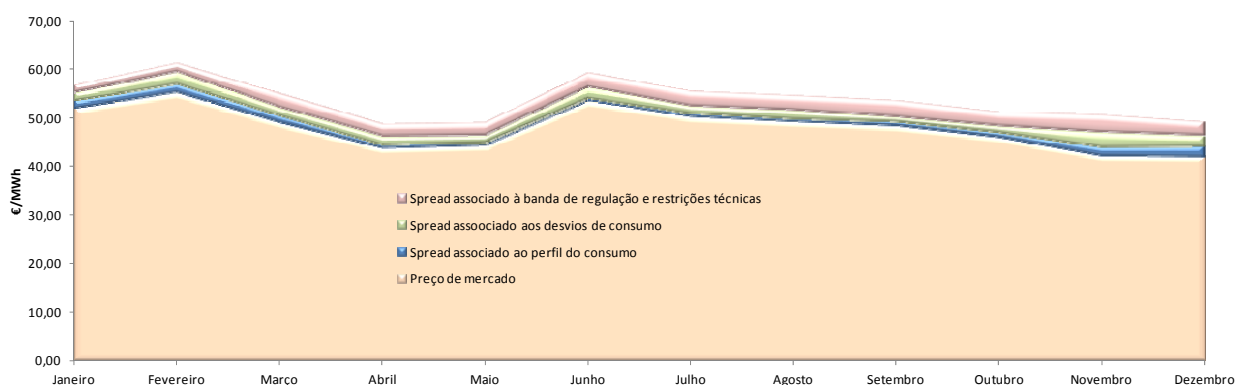
A última parcela de custos que se adiciona para determinar o custo de aquisição de energia elétrica é a relacionada com os custos com a banda de regulação e com as restrições técnicas. Estes custos não dependem da gestão do próprio comercializador, mas derivam da gestão técnica da rede e são distribuídos por todos os consumidores. A figura seguinte apresenta, também para 2012, os valores associados às restrições técnicas.

Figura 10-7 – Custos totais com restrições técnicas imputadas ao CUR em 2012



A estrutura do custo de aquisição do CUR foi, em 2012, conforme se apresenta na figura seguinte.

Figura 10-8 – Estrutura do custo de aquisição de eletricidade pelo CUR



De uma forma genérica, o custo de aquisição de um comercializador depende de:

- Do perfil de consumo da carteira de clientes,
- Da capacidade de previsão desse consumo e,
- Da dimensão da carteira.

Registe-se que a última característica depende da gestão técnica do sistema. Estas características ditam a dimensão de cada uma das parcelas que se adicionam ao preço de mercado e constituem o custo de aquisição do comercializador. Assim, a definição de custos de referência para a atividade de aquisição de energia elétrica deverá ter em consideração as características particulares da sua carteira de clientes, as curvas de perfil de consumos, bem como a dimensão dos clientes abastecidos.