

**PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA
2015 DAS EMPRESAS REGULADAS DO
SETOR ELÉTRICO**

Dezembro 2014

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	PRESSUPOSTOS	5
2.1	Alterações legislativas e regulamentares com impacte nos proveitos permitidos de 2015	5
2.2	Bases de custos e parâmetros	15
2.3	Variáveis monetárias	21
2.4	Custos de aquisição de energia elétrica	27
3	SÍNTESE DOS PROVEITOS E AJUSTAMENTOS PARA 2015	39
3.1	Proveitos a recuperar	39
3.2	Síntese dos ajustamentos de 2013 e de 2014	40
3.2.1	Ajustamentos de 2013	40
3.2.2	Ajustamentos provisórios de 2014	44
4	DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS E DOS AJUSTAMENTOS PARA 2015	47
4.1	Atividade desenvolvida pelo agente comercial (diferencial de custo CAE)	47
4.1.1	Proveitos permitidos	47
4.1.2	Ajustamentos	50
4.2	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária da RNT	61
4.2.1	Atividade de Gestão Global do Sistema	61
4.2.1.1	Proveitos permitidos	61
4.2.1.2	Ajustamentos	70
4.2.2	Atividade de Transporte de Energia Elétrica	78
4.2.2.1	Proveitos permitidos	78
4.2.2.2	Ajustamentos	83
4.3	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição	89
4.3.1	Atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	90
4.3.1.1	Proveitos permitidos	90
4.3.1.2	Ajustamentos	116
4.3.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	119
4.3.2.1	Proveitos permitidos	119
4.3.2.2	Ajustamentos	124
4.4	Atividades desenvolvidas pelo comercializador de último recurso	136
4.4.1	Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	136
4.4.1.1	Proveitos permitidos	136
4.4.1.2	Ajustamentos	141
4.4.2	Atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição	154
4.4.2.1	Proveitos permitidos	154
4.4.3	Atividade de Comercialização	154
4.4.3.1	Proveitos permitidos	155

4.5	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores	160
4.5.1	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	161
4.5.1.1	Proveitos permitidos	161
4.5.1.2	Ajustamentos	169
4.5.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	177
4.5.2.1	Proveitos permitidos	177
4.5.2.2	Ajustamentos	180
4.5.3	Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	186
4.5.3.1	Proveitos permitidos	187
4.5.3.2	Ajustamentos	190
4.5.4	Proveitos Permitidos à EDA para 2015.....	194
4.5.5	Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores.....	195
4.5.6	Proveitos a proporcionar por atividade na Região Autónoma do Açores em 2013.....	197
4.6	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma da Madeira	199
4.6.1	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	200
4.6.1.1	Proveitos permitidos	201
4.6.1.2	Ajustamentos	206
4.6.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	214
4.6.2.1	Proveitos permitidos	214
4.6.2.2	Ajustamentos	216
4.6.3	Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	222
4.6.3.1	Proveitos permitidos	223
4.6.3.2	Ajustamentos	224
4.6.4	Proveitos Permitidos à EEM para 2015	229
4.6.5	Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira.....	233
5	ANÁLISES COMPLEMENTARES	235
5.1	Preços de transferência	235
5.1.1	Enquadramento.....	235
5.1.2	Apreciação genérica da documentação de preços de transferência.....	236
5.1.3	Impacte da análise aos Preços de Transferência em Tarifas 2015.....	238
5.1.3.1	Aquisição de serviços de <i>Contact Center</i> pela EEM à empresa Emacom.....	238
5.1.3.2	<i>Leasing</i> da frota automóvel contratualizada pela EEM com a empresa Emacom	239
5.1.3.3	Aluguer de espaços de estacionamento pela EEM ao Museu Casa da Luz.....	240
5.1.3.4	Prestação de serviços administrativos e de contabilidade pela EDA a diversas empresas do Grupo.....	242
5.1.4	Conclusões.....	243
5.2	Aquisições de energia elétrica para fornecimento dos clientes do CUR	244
5.2.1	Enquadramento.....	244
5.2.2	Análise.....	244
6	ANÁLISE DO BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	257
6.1	Previsão da procura	257
6.2	Desvios da procura	259
7	INFORMAÇÃO RECEBIDA	265

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Metodologia de indexação na atividade de Distribuição de Energia Elétrica.....	17
Figura 2-2 - Metodologia de indexação nas atividades de Transporte de Energia Elétrica e Gestão Global do Sistema	17
Figura 2-3 - CDS a 5 anos (EUR) da República Portuguesa e de 4 empresas portuguesas.....	24
Figura 2-4 - Taxas Euribor a 3 meses, 6 meses e 12 meses	25
Figura 2-5 - Preços médios do mercado diário em Portugal.....	27
Figura 2-6 - Preços médios do mercado diário em Espanha.....	28
Figura -2-7 - Diferencial de preço entre Portugal e Espanha.....	29
Figura 2-8 - Evolução do preço <i>spot</i> e dos mercados de futuros	30
Figura 2-9 - Preços médios mensais energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> (euros) base 100 2004 ...	31
Figura 2-10 - Média móvel mensal preços <i>spot</i> energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> (euros) base 100 2004.....	32
Figura 2-11 - Energia transacionada por tecnologia	33
Figura 2-12 - Satisfação do consumo referido à emissão.....	33
Figura 2-13 - Evolução preço <i>Brent</i> (EUR/bbl) entre 1992 e 2014	34
Figura 2-14 - Preço de futuros petróleo <i>Brent</i> para entrega em dezembro de 2015	35
Figura 2-15 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (USD/t)	36
Figura 2-16 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (euros /t) base 100 2008.....	36
Figura 4-1 - Evolução do preço médio mensal de mercado no pólo português	54
Figura 4-2 - <i>Mark-up</i> em 2013.....	55
Figura 4-3 - Quantidades produzidas previstas e estimadas.....	60
Figura 4-4 - Investimento a custos técnicos na atividade de Gestão Global do Sistema entre 2006 e 2015.....	62
Figura 4-5 - Compensação entre TSO	86
Figura 4-6 - Mecanismo de Incentivo ao Aumento da Disponibilidade dos Elementos da RNT e respetivos valores dos parâmetros para 2012-2014	88
Figura 4-7 - Ajustamento do montante dos CMEC por parcela	105
Figura 4-8 - Produção das centrais com CMEC e índice de produtividade hidroelétrica	106
Figura 4-9 - Receita unitária definida no cálculo do valor inicial dos CMEC e no cálculo da revisibilidade	107
Figura 4-10 - Evolução do preço médio mensal em Portugal.....	108
Figura 4-11 - Evolução do encargo de energia unitário das centrais com CMEC.....	109
Figura 4-12 - Margem unitária de exploração das centrais com CMEC	110
Figura 4-13 - Mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição.....	130
Figura 4-14 - Evolução das perdas verificadas nas redes de distribuição no seu referencial da saída	131
Figura 4-15 - Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição	133
Figura 4-16 - Incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2013	135

Figura 4-17 - Evolução das quantidades da PRE por tecnologia	139
Figura 4-18 - Evolução do custo unitário PRE por tecnologia	140
Figura 4-19 - Peso de cada tecnologia no custo total da PRE	141
Figura 4-20 - Evolução do preço CIF do carvão	147
Figura 4-21 - Evolução do preço petróleo Brent	148
Figura 4-22 - Taxa de remuneração dos ativos líquidos de amortizações na EDA.....	161
Figura 4-23 - Custo unitário variável das centrais térmicas da EDA (EUR/MWh).....	162
Figura 4-24 - Custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica ocorrido e previstos	163
Figura 4-25 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA	169
Figura 4-26 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS.....	171
Figura 4-27 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA.....	179
Figura 4-28 - Proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA, evolução da energia vendida e proveitos unitários	180
Figura 4-29 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE	183
Figura 4-30 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA.....	189
Figura 4-31 - Proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA, evolução da energia vendida e proveitos unitários	190
Figura 4-32 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de CEE	192
Figura 4-33 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EDA de 2003 a 2014	197
Figura 4-34 - Taxa de remuneração dos ativos líquidos de amortizações na EEM	200
Figura 4-35 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM.....	205
Figura 4-36 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS.....	208
Figura 4-37 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM	216
Figura 4-38- Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE	219
Figura 4-39 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM	224
Figura 4-40 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de CEE	227
Figura 4-41 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EEM	234
Figura 5-1 - Preço médios de mercado mensais, de 2009 a 2013	246
Figura 5-2 - Preços médios de mercado por hora, de 2009 a 2013	248
Figura 5-3 - Consumos do CUR em 2012 e 2013 por períodos (I, II, III e IV)	250
Figura 5-4 - Consumos médios dos clientes do CUR, preços médio por hora, preço médio do mercado e preço de mercado para os clientes do CUR	251
Figura 5-5 - Desvios de consumos do CUR e por hora	252
Figura 5-6 - Desvios totais de consumos do CUR	253
Figura 5-7 - Custos totais com restrições técnicas imputadas ao CUR.....	254

Figura 5-8 - Estrutura do custo de aquisição de eletricidade pelo CUR	255
Figura 5-9 - Preços de futuros OMIP e preços médios de mercado ocorridos em 2012 e 2013.....	256
Figura 6-1 - Evolução do consumo referido à emissão em Portugal continental.....	259

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Parâmetros a aplicar no mecanismo de custos de referência.....	21
Quadro 2-2 - Previsões para o deflator do PIB	22
Quadro 2-3 - Previsões das empresas para o deflator do PIB	23
Quadro 2-4 - Taxas de juro e <i>spreads</i>	26
Quadro 2-5 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes para 2014 e para 2015	37
Quadro 3-1 - Proveitos a recuperar em 2015 por atividade no Continente	39
Quadro 3-2 - Proveitos permitidos das Regiões Autónomas	40
Quadro 3-3 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2013 a refletir em 2015, no Continente	41
Quadro 3-4 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2013 a refletir em 2015, nas Regiões Autónomas.....	43
Quadro 3-5 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2014 a refletir em 2015, no Continente	44
Quadro 3-6 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2014 a refletir em 2015, nas Regiões Autónomas	45
Quadro 4-1 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE previsto para 2015.....	48
Quadro 4-2 - Principais pressupostos do cálculo do diferencial de custo previsto para 2015	49
Quadro 4-3 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica.....	50
Quadro 4-4 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade CVEE do Agente Comercial em 2013.....	51
Quadro 4-5 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE	52
Quadro 4-6 - Produção prevista e verificada.....	53
Quadro 4-7 - Custo variável unitário de produção sem CO ₂	53
Quadro 4-8 - Receita unitária de venda da energia elétrica	54
Quadro 4-9 - Variáveis monetárias utilizadas no cálculo dos Encargos de Potência.....	56
Quadro 4-10 - Proveitos com o mecanismo de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia em 2013.....	57
Quadro 4-11 - Cálculo do ajustamento provisório da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, em 2014.....	58
Quadro 4-12 - Análise do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE estimado para 2014.....	59
Quadro 4-13 - Pressupostos considerados.....	60
Quadro 4-14 - Custos de exploração líquidos de proveitos de exploração que não resultam da aplicação da tarifa de UGS.....	62
Quadro 4-15 - Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas	64
Quadro 4-16 - Custos com a convergência tarifária das RAs referentes a 2006 e 2007	65
Quadro 4-17 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos da Enondas.....	66
Quadro 4-18 - Proveitos permitidos na atividade de Gestão Global do Sistema.....	69
Quadro 4-19 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade GGS em 2013	71

Quadro 4-20 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	72
Quadro 4-21 - Custos de exploração afetos à gestão do sistema, líquidos dos proveitos de gestão do sistema que não resultam da aplicação da Tarifa de UGS.....	74
Quadro 4-22 - Resumo ajustamento PPEC t-2.....	76
Quadro 4-23 - Valor previsto do desvio da recuperação do custo com a convergência tarifária das Regiões Autônomas, pago durante o ano t-1.....	77
Quadro 4-24 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2014 da GGS.....	78
Quadro 4-25 - Custos de exploração e custos incrementais da atividade de TEE.....	79
Quadro 4-26 - Imobilizado a custos de referência relativo a investimento transferido para exploração em 2014 e 2015.....	80
Quadro 4-27 - Incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil.....	81
Quadro 4-28 - Evolução dos montantes referentes a limpeza de florestas.....	82
Quadro 4-29 - Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica.....	83
Quadro 4-30 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade TEE em 2013.....	84
Quadro 4-31 - Impacte da aplicação do mecanismo na base de ativos em 2013.....	85
Quadro 4-32 - Custos de natureza ambiental.....	87
Quadro 4-33 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2014 da TEE.....	89
Quadro 4-34 - Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial.....	92
Quadro 4-35 - Impacte do diferimento do valor dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial referente a proveitos permitidos de 2015.....	94
Quadro 4-36 - Impacte do diferimento do valor dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRE de 2012 a 2015 nos proveitos permitidos de 2015.....	95
Quadro 4-37 - Diferimento do valor dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial referente a proveitos permitidos de 2014.....	95
Quadro 4-38 - Amortização e juros da dívida tarifária.....	99
Quadro 4-39 - Financiamento da tarifa social referente a 2015.....	101
Quadro 4-40 - Ajustamento do montante dos CMEC.....	104
Quadro 4-41 - Estimativa da revisibilidade para 2014.....	112
Quadro 4-42 - Proveitos permitidos de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.....	115
Quadro 4-43 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.....	117
Quadro 4-44 - Ajustamento da Tarifa Social.....	118
Quadro 4-45 - Desagregação do ajustamento em 2013 da Tarifa Social por empresa.....	119
Quadro 4-46 - Custos com plano de reestruturação de efetivos.....	122
Quadro 4-47 - Montantes associados a outros planos de ajustamento de efetivos.....	122
Quadro 4-48 - Proveitos permitidos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica.....	123
Quadro 4-49 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica.....	125
Quadro 4-50 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	127
Quadro 4-51 - Evolução dos indutores de custos no OPEX.....	128
Quadro 4-52 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2014 da DEE.....	129

Quadro 4-53 - Parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2012-2014	131
Quadro 4-54 - Aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição no período regulatório 2012-2014.....	132
Quadro 4-55 - Valores dos parâmetros de qualidade de serviço em vigor para 2013	134
Quadro 4-56 - Determinação do valor de energia distribuída e da energia não distribuída, em 2013.....	134
Quadro 4-57 - Valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2013.	135
Quadro 4-58 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da sua procura.....	137
Quadro 4-59 - Custo de aquisição de energia elétrica à PRE	138
Quadro 4-60 - Ajustamentos do comercializador de último recurso no âmbito da função CVEE FC..	142
Quadro 4-61 - Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes.....	143
Quadro 4-62 - Desvios custos da PRE	144
Quadro 4-63 - Cálculo do ajustamento da função Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial	145
Quadro 4-64 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes.....	146
Quadro 4-65 - Custo médio de aquisição de energia elétrica pelo CUR	147
Quadro 4-66 - Condições de referência para a previsão do custo médio de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso em 2012.....	149
Quadro 4-67 - Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2.....	150
Quadro 4-68 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura.....	151
Quadro 4-69 - Cálculo do ajustamento na função de Compra e Venda de Energia Elétrica da produção em regime especial	152
Quadro 4-70 - Cálculo do ajustamento na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes.....	153
Quadro 4-71 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição	154
Quadro 4-72 - Proveitos permitidos à atividade de Comercialização	156
Quadro 4-73 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização	159
Quadro 4-74 - Custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EDA	162
Quadro 4-75 - Custo unitário dos combustíveis.....	163
Quadro 4-76 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo para tarifas de 2015	165
Quadro 4-77 - Custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores do sistema independente.....	165
Quadro 4-78 - Custos da energia elétrica adquirida	166
Quadro 4-79 - Desagregação dos custos de exploração aceites pela ERSE	166
Quadro 4-80 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA.....	168

Quadro 4-81 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	170
Quadro 4-82 - Custos com aquisição de energia elétrica ao SIA	171
Quadro 4-83 - Custos com combustíveis previstos e verificados	172
Quadro 4-84 - Determinação dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais.....	173
Quadro 4-85 - Custo com transporte do fuelóleo dentro das ilhas	173
Quadro 4-86 - Movimentos das licenças de CO ₂	174
Quadro 4-87 - Cálculo do ajustamento resultante da convergência tarifária nacional	174
Quadro 4-88 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	175
Quadro 4-89 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS.....	176
Quadro 4-90 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA	178
Quadro 4-91 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica	182
Quadro 4-92 - Energia entregue pelas redes da distribuição	183
Quadro 4-93 - Número médio de clientes	184
Quadro 4-94 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	185
Quadro 4-95 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE.....	186
Quadro 4-96 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA	188
Quadro 4-97 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica	191
Quadro 4-98 - Número médio de clientes	193
Quadro 4-99 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE.....	194
Quadro 4-100 - Proveitos permitidos à EDA para 2015.....	194
Quadro 4-101 - Proveitos permitidos à EDA, para 2015, excluindo ajustamentos de t-2	195
Quadro 4-102 - Custo com a convergência tarifária da RAA.....	196
Quadro 4-103 - Proveitos permitidos em 2013 e ajustamentos em 2015, na RAA	198
Quadro 4-104 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo para tarifas de 2015.....	203
Quadro 4-105 - Custos aceites com outros combustíveis e lubrificantes	203
Quadro 4 -106 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM	204
Quadro 4-107 - Cálculo do ajustamento na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	207
Quadro 4-108 - Custos com a Aquisição de Energia Elétrica ao SPM.....	208
Quadro 4-109 - Custos Permitidos com a Aquisição de Energia Elétrica ao SIM	209
Quadro 4-110 - Aquisição de Energia Elétrica ao SIM	209
Quadro 4-111 - Comparação entre os custos com os combustíveis em 2013 previstos e ocorridos..	210
Quadro 4-112 - Custos com o fuelóleo em 2013	211
Quadro 4-113 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	212

Quadro 4-114 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS	214
Quadro 4-115 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM.....	215
Quadro 4-116 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica	218
Quadro 4-117 - Energia entregue pelas redes de distribuição	219
Quadro 4-118 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	220
Quadro 4-119 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE.....	222
Quadro 4-120 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM	223
Quadro 4-121 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização de Energia Elétrica	226
Quadro 4-122 - Número médio de clientes	228
Quadro 4-123 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE.....	229
Quadro 4-124 - Proveitos permitidos da EEM.....	230
Quadro 4-125 - Proveitos permitidos da EEM, excluindo o ajustamento de t-2	230
Quadro 4-126 - Proveitos permitidos em 2013	232
Quadro 4-127 - Custo com a convergência tarifária na RAM	233
Quadro 5-1 - Operação intragrupo EEM – <i>Contact Center</i>	238
Quadro 5-2 - Operação intragrupo EEM – Frota automóvel.....	239
Quadro 5-3 - Operação intragrupo EEM – Aluguer estacionamento	240
Quadro 5-4 - Comparação operação vinculada e operações de mercado	241
Quadro 5-5 - Repartição do impacte entre atividades EEM.....	242
Quadro 5-6 - Operação intragrupo EDA – Prestação de serviços	242
Quadro 5-7 - Comparação prestação serviços com e sem margem	243
Quadro 5-8 - Repartição do impacte entre atividades EDA.....	243
Quadro 5-9 - Desvio entre os preços de futuros OMIP e preços médios de mercado ocorridos em 2012 e 2013.....	256
Quadro 6-1 - Previsões da emissão para a rede pública em Portugal continental para 2014 a 2015.....	258
Quadro 6-2 - Consumo referido à emissão	260
Quadro 6-3 - Balanço de energia elétrica da EDP Distribuição	261
Quadro 6-4 - Balanço de energia elétrica da EDA.....	262
Quadro 6-5 - Balanço de energia elétrica da EEM	263

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 que acompanha as tarifas de 2015.

O ano de 2015 marca o início de um novo período regulatório. Por conseguinte, a ERSE procedeu à análise dos impactes das metodologias regulatórias aplicadas nas atividades reguladas no período regulatório 2012-2014, no intuito de aferir o nível de desempenho das várias Empresas reguladas, apresentado no documento “Análise de desempenho das empresas reguladas do setor elétrico”. Para o período regulatório 2015-2017, não se procederam a alterações significativas ao nível das formas de regulação das atividades do setor elétrico. Contudo, procederam-se a ajustamentos ao nível de alguns parâmetros regulatórios:

- Na definição das bases de custo e fatores de eficiência ao nível dos indutores de custos dos OPEX¹ das atividades reguladas;
- Alteração dos parâmetros de cálculo dos custos de referência ao nível da atividade de Transporte de Energia Elétrica;
- Alteração dos parâmetros de cálculo do incentivo à manutenção em exploração de equipamentos em fim de vida útil na atividade de Transporte de Energia Elétrica;
- Alteração ao mecanismo de incentivo ao investimento inovador ao nível da atividade de Distribuição de Energia Elétrica;
- Implementação de mecanismo de custos de referência ao nível da atividade de comercialização no Continente e nas Regiões Autónomas;
- Alteração do indexante para determinação do custo de capital das atividades reguladas.

As alterações dos parâmetros são explanadas no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, que acompanha o documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de 2015-2017”.

A definição dos proveitos para o ano 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 2013 e 2014 para a definição de tarifas de 2015, encontram-se neste documento, ao nível de cada atividade regulada.

¹ *Operational expenditure*, de um modo geral correspondem aos custos de exploração.

O apuramento dos ajustamentos dos proveitos permitidos dos operadores é um processo essencial do cálculo tarifário. Este exercício garante que os proveitos incorporados nas tarifas refletem os sinais pretendidos. Para o presente processo tarifário, são analisados os dados reais com impacto no cálculo dos proveitos permitidos de 2013 e os valores estimados para os custos com impacto nos proveitos permitidos de 2014. Relativamente a 2013, faz-se uma análise do balanço de energia elétrica e das contas reguladas, por atividade, das empresas reguladas (REN Trading, REN, EDP Distribuição, EDP SU, EDA e EEM) e comparam-se os valores ocorridos com os que tinham sido considerados para o cálculo das tarifas a vigorar em 2013. Determinam-se e analisam-se as diferenças entre valores reais e provisórios e calculam-se os ajustamentos a considerar em cada atividade.

No que se refere a 2014, calcula-se o valor provisório do ajustamento aos proveitos permitidos das atividades de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial e do Comercializador de Último Recurso, bem como os ajustamentos provisórios do CAPEX² das atividades de Gestão Global do Sistema, Transporte de Energia Elétrica, Distribuição de Energia Elétrica, no Continente, e das atividades de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, Distribuição de Energia Elétrica e Comercialização de Energia Elétrica, nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Todas as referências a artigos, designações e siglas utilizadas ao longo deste documento, no que se referem aos ajustamentos de 2013 e de 2014, bem como a atualização financeira estão de acordo com o Regulamento Tarifário (RT), 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.

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 2015, a análise das previsões das empresas reguladas e os parâmetros definidos para o período regulatório 2015-2017. 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 2015”, os preços dos combustíveis e da energia elétrica nos mercados grossistas, assim como o contexto macroeconómico. Os aspetos mais relevantes desses 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.

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

- Agente Comercial - REN Trading, SA;

² *Capital expenditure*, de um modo geral correspondem aos custos de capital.

- 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 PRESSUPOSTOS

2.1 ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES COM IMPACTE NOS PROVEITOS PERMITIDOS DE 2015

Durante o ano de 2014 verificaram-se várias alterações com impacte no cálculo dos proveitos permitidos das atividades reguladas para 2015, bem como na definição dos parâmetros para o período de regulação de 2015 a 2017. Estas alterações abrangem o Regulamento de Relações Comerciais (RRC), o Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações (RARI) do setor elétrico, o Regulamento de Operação das Redes (ROR) do setor elétrico e o Regulamento Tarifário (RT). Deste modo, tais medidas tiveram reflexo na última revisão regulamentar, que entre outros objetivos, adaptou os regulamentos da ERSE ao quadro jurídico nacional e comunitário vigente e, em particular, o Regulamento Tarifário.

Assim, em 2014 foram publicados alguns diplomas legislativos, com impacto na atuação da ERSE, designadamente na definição e cálculo de proveitos, cuja descrição sumária consta no quadro que de seguida se apresenta:

Diploma	Descrição	Atividade regulada	Efeitos
Diretiva n.º 1/2014, de 3 de janeiro	Alteração ao Regulamento Tarifário do Setor Elétrico. Altera os artigos 75.º, 76.º e 87 e adita os artigos 117-A.º e 117-B.º do Regulamento Tarifário.	Atividades sujeitas ao RT	Não quantificável em termos de proveitos permitidos
Diretiva n.º 2/2014, de 6 de janeiro	Aprova o conjunto de incentivos económicos à gestão otimizada dos centros electroprodutores detentores de CAE não cessado, neles se incluindo o incentivo à gestão dos custos associados às emissões de CO ₂ desses centros electroprodutores e os incentivos a aplicar na gestão dos custos associados às emissões de CO ₂ dos centros electroprodutores situados na RAA e na RAM.	Compra e Venda de Energia Elétrica do agente comercial. Produção de energia elétrica nas RAA e RAM	Aprovação de incentivos
Portaria n.º 3-A/2014 de 7 de janeiro	Estabelece os procedimentos 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	Tarifa de Uso Global do Sistema Elétrico Nacional	Redução dos proveitos permitidos

Diploma	Descrição	Atividade regulada	Efeitos
	modo de articulação do Fundo Português de Carbono (FPC) com outros organismos na alocação e utilização dessas receitas, bem como os montantes a deduzir à tarifa de uso global do Sistema Elétrico.		
Decreto-Lei 13/2014, de 22 de janeiro	O presente decreto-lei procede à terceira alteração ao Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, alterado pelos Decretos-Leis n.os 75/2012, de 26 de março, e 256/2012, de 29 de novembro, no sentido de alterar a forma de fixação do período de aplicação das tarifas transitórias para fornecimentos de eletricidade aos clientes finais com consumos em alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão especial (BTE)	Comercialização de energia elétrica de último recurso	Não quantificável em termos de proveitos permitidos

Diploma	Descrição	Atividade regulada	Efeitos
Portaria n.º 27/2014 de 4 de fevereiro	Fixa em 31 de dezembro de 2014 a data de extinção das tarifas transitórias para fornecimentos de eletricidade a clientes finais com consumos em AT, MT e BTE.	Comercialização de energia elétrica de último recurso	Não quantificável em termos de proveitos permitidos
Diretiva n.º 7/2014, de 10 de fevereiro	Define os parâmetros no âmbito da Portaria n.º 279/2011, de 17 de outubro.	Aquisição de eletricidade e produção em regime especial	Redução dos proveitos permitidos
Decreto-Lei n.º 32/2014, de 28 de fevereiro	Procede ao diferimento da repercussão nas tarifas de energia elétrica de 2014 do montante não repercutido do ajustamento anual da compensação devida pela cessação antecipada nos contratos de aquisição de energia.	EDP D - Atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	Redução dos proveitos permitidos
Decreto-Lei n.º 55/2014, de 9 de abril	Criou, no âmbito do Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, o Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético (FSSSE), determinando que as verbas do FSSSE devem ser alocadas de	Transversal à cadeia de valor do setor elétrico	Redução da dívida tarifária do SEN

Diploma	Descrição	Atividade regulada	Efeitos
	<p>acordo com a seguinte ordem de prioridade: (i) cobertura de encargos decorrentes do financiamento de políticas do setor energético de cariz social e ambiental, de medidas relacionadas com a eficiência energética no montante correspondente a dois terços da receita gerada com a aplicação da contribuição, até ao limite máximo de EUR 100 000,00; e (ii) cobertura de encargos decorrentes da redução da dívida tarifária do SEN, no montante remanescente.</p>		
<p>Decreto-Lei n.º 94/2014 de 24 de junho</p>	<p>Estabelece a disciplina aplicável à potência adicional e à energia adicional, ao sobreequipamento e à energia do sobreequipamento de centros electroprodutores eólicos cuja energia elétrica seja remunerada por um regime de remuneração garantida.</p>	<p>Produção de energia elétrica</p>	<p>Não quantificável em termos de proveitos permitidos</p>

Diploma	Descrição	Atividade regulada	Efeitos
Portaria n.º 500/2014, de 26 de junho	Estabelece a metodologia de cálculo da taxa de remuneração a aplicar ao diferimento da repercussão nas tarifas de energia elétrica de 2014 do montante não repercutido do ajustamento anual da compensação devida pela cessação antecipada dos contratos de aquisição de energia, referente ao ano de 2012.	EDP D – Atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	Medidas de contenção tarifária
Despacho n.º 9480/2014, de 22 de julho (Gabinete do Secretário de Estado da Energia)	Fixa os valores para efeitos da remuneração do diferimento da repercussão nas tarifas de energia elétrica de 2014 do montante não repercutido do ajustamento anual da compensação devida pela cessação antecipada dos contratos de aquisição de energia, referente ao ano de 2012.	EDP D – Atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	Medidas de contenção tarifária

Diploma	Descrição	Atividade regulada	Efeitos
Despacho n.º 12597-A/2014, de 14 de outubro (Gabinete do Secretário de Estado da Energia)	Vem determinar a distribuição por nível de tensão ou tipo de fornecimento do montante disponível do valor do equilíbrio económico-financeiro e respetivos proveitos financeiros resultantes da transmissão pela entidade concessionária da RNT dos direitos de utilização do domínio público hídrico a favor das empresas titulares dos centros electroprodutores. O montante distribuído recai sobre o valor do sobrecusto com os CAE.	Tarifa de uso global do sistema do operador da rede de transporte	Medidas de contenção tarifária
Despacho n.º 12597-B/2014, de 14 de outubro (Gabinete do Secretário de Estado da Energia)	Vem determinar a distribuição por nível de tensão ou tipo de fornecimento do produto da contribuição extraordinária sobre o setor energético que seja alocado à cobertura de encargos decorrentes da redução da dívida tarifária do SEN. O montante distribuído recai sobre o valor do sobrecusto com os	Tarifa de uso global do sistema do operador da rede de transporte	Medidas de contenção tarifária

Diploma	Descrição	Atividade regulada	Efeitos
	CAE.		
Portaria n.º 212-A/2014, de 14 de outubro	<p>Procede à primeira alteração da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, alterando a forma de repercussão dos sobrecustos com os CAE e determinando a percentagem de alocação dos sobrecustos com a convergência tarifária e dos sobrecustos com os CAE, por nível de tensão ou tipo de fornecimento.</p>	Tarifa de uso global do sistema do operador da rede de transporte	Medidas de contenção tarifária
Decreto-Lei nº 153/2014, de 20 de outubro	<p>Aprova o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, destinada ao autoconsumo, baseada em tecnologias de produção renováveis ou não renováveis, designadas por «Unidades de Produção para Autoconsumo» (UPAC).</p> <p>e aprova, ainda, o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, vendida na sua totalidade à rede elétrica de serviço</p>	EDP D - Atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	Redução dos proveitos permitidos

Diploma	Descrição	Atividade regulada	Efeitos
	público (RESP), por intermédio de instalações de pequena potência, a partir de recursos renováveis, designadas por «Unidades de Pequena Produção» (UPP).		
Decreto-Lei 172/2014, de 14 de novembro.	Procede à alteração do Decreto-Lei nº 138-A/2010 no sentido de alargar os critérios de elegibilidade que permitem a atribuição da tarifa social de fornecimento de energia elétrica a clientes finais considerados economicamente vulneráveis e ao Decreto-Lei nº 102/2011, de 30 de setembro, que cria e estabelece as condições para atribuição do apoio social extraordinário ao consumidor de energia (ASECE).	Produção em regime ordinário	Não quantificável em termos de proveitos permitidos
Portaria n.º 251-B/2014, de 28 novembro	Procede à segunda alteração à Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro que estabelece os critérios para a repercussão diferenciada dos custos decorrentes de medidas	Transversal à cadeia de valor do setor elétrico	Sem impacte em proveitos permitidos

Diploma	Descrição	Atividade regulada	Efeitos
	de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral na tarifa de uso global do sistema aplicável às atividades do Sistema Elétrico Nacional.		
Despacho n.º 14451-A/2014, de 28 de novembro, do Gabinete do Secretário de Estado da Energia	Aprova a taxa de remuneração do alisamento quinquenal dos proveitos permitidos referentes aos sobrecustos com a aquisição de eletricidade a produtores em regime especial para o ano de 2015.	EDP SU – Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	Redução dos proveitos permitidos
Despacho n.º14451-B/2014, de 28 de novembro do Gabinete do Secretário de Estado da Energia	Altera os fatores de modulação por período horário do CIEG relativo à energia ativa entregue ao nível de tensão ou tipo de fornecimento, conforme previsto na Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro		Sem impacte em proveitos permitidos
Regulamento n.º 551/2014, de 15 de dezembro	Aprova o Regulamento Tarifário do setor elétrico	Atividades sujeitas ao RT	Não quantificável em termos de proveitos permitidos

2.2 BASES DE CUSTOS E PARÂMETROS

No início do novo período de regulação 2015 a 2017, a ERSE procedeu à revisão das metodologias regulatórias e à definição dos parâmetros de regulação a aplicar a cada uma das atividades reguladas com impacte direto nos custos de exploração e de investimento reconhecidos. Os parâmetros definidos são: o custo de capital, as bases de custo para 2015, os indutores de custo e as metas de eficiência a aplicar em 2016 e 2017. Uma análise mais detalhada deste tema encontra-se no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”³.

CUSTO DE CAPITAL

A definição do custo de capital no anterior período regulatório foi determinada num ambiente de incerteza e instabilidade financeira em que o regulador ponderou um conjunto de vetores de decisão, nomeadamente a introdução de um mecanismo de indexação deste parâmetro. Na definição do custo de capital, o regulador tem em conta não só a garantia do equilíbrio económico e financeiro das empresas quando geridas de forma eficiente, como também a estabilidade regulatória e o controlo do risco para os consumidores e para as empresas.

Tendo em conta a continuação da existência dos riscos e da incerteza na economia portuguesa e europeia, as alterações face ao anterior período não são muito significativas, sendo as mais relevantes as seguintes:

1. Alteração do indexante para determinação do custo de capital das atividades reguladas durante o período regulatório 2015-2017, passando a utilizar-se as *yields* das OTs a 10 anos (em substituição dos CDS⁴). Mantém-se, assim, a indexação do valor do custo de capital base à evolução dos mercados.
2. Considerou-se um beta da dívida igual a zero tendo-se considerado, no entanto, um beta do capital próprio ajustado⁵.

Para o ano de 2015, a ERSE aplicará um custo de capital nominal, antes de impostos, de 6,40% para remunerar o ativo da atividade de Gestão Global do Sistema e o ativo valorizado a custos reais da atividade de Transporte de Energia Elétrica. Para os ativos valorizados a custos de referência da

³ A definição dos parâmetros diretamente associados aos custos de exploração (OPEX) das atividades reguladas e aos custos de referência da atividade de comercialização beneficiou, pela primeira vez, do trabalho desenvolvido no âmbito de um protocolo de cooperação estabelecido entre a ERSE e a Faculdade de Economia da Universidade do Porto.

⁴ *Credit Default Swaps*

⁵ $\text{Beta ajustado} = (2/3 * \text{Raw Beta} + 1/3 * 1)$

atividade de Transporte de Energia Elétrica é adicionado um *spread* de 0,75 pontos percentuais, perfazendo um custo de capital nominal, antes de impostos, de 7,15%.

Na atividade de Distribuição de Energia Elétrica, a ERSE aplicará um custo de capital nominal, antes de impostos, de 6,75%⁶.

Nas Regiões Autónomas, e à semelhança dos períodos regulatórios anteriores, a ERSE mantém a mesma metodologia de equiparação do custo de capital a aplicar a cada uma das atividades das empresas insulares com as atividades equivalentes do Continente. Deste modo, à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema será aplicado o custo de capital das atividades de Gestão Global do Sistema e de Transporte de Energia Elétrica do Continente e para as atividades de Distribuição de Energia Elétrica e de Comercialização de Energia Elétrica, o custo de capital da atividade de Distribuição de Energia Elétrica do Continente.

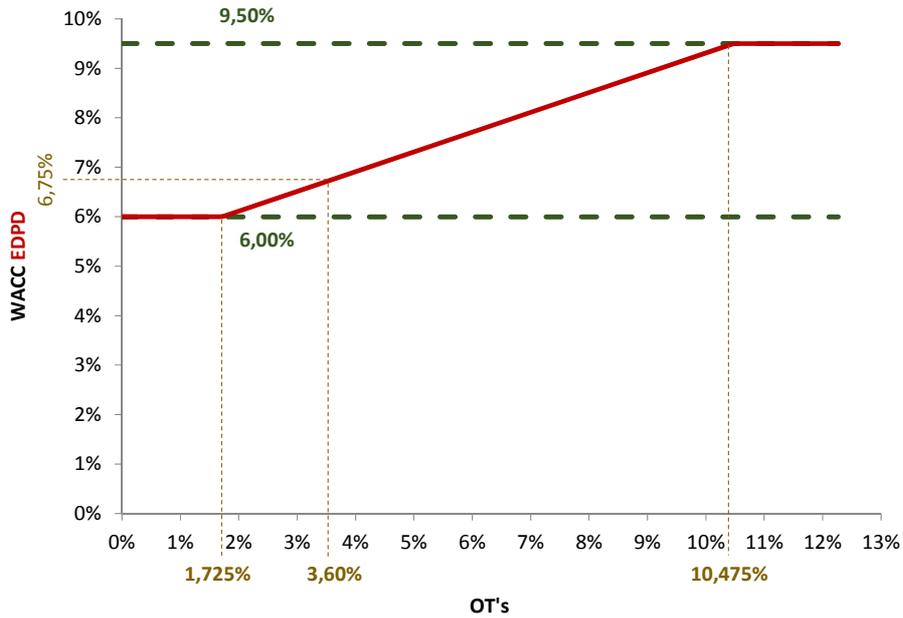
Atendendo a que o custo de capital deve ser “*forward-looking*”, foi dada continuidade ao implementado no período regulatório anterior, e também para o setor do gás, desenvolvendo-se um mecanismo de indexação que permite refletir a evolução da conjuntura económica e financeira futura, e deste modo compensar os riscos dos capitais próprio e alheio. No presente período regulatório, 2015-2017, optou-se pela indexação do custo do capital às OT em vez dos CDS.

Conforme referido, a atualização do RoR far-se-á com base na evolução das cotações médias diárias das OT da República Portuguesa a 10 anos publicadas pelo Banco de Portugal durante o período compreendido entre o mês de outubro do ano anterior, até ao mês de setembro do ano de aplicação das tarifas. Também a par do definido para o anterior período regulatório, e do que existe no gás, o mecanismo apresenta um limite superior (*cap*) e um limite inferior (*floor*).

As figuras seguintes esquematizam a metodologia de indexação da atividade de Distribuição de Energia Elétrica e das atividades de Transporte de Energia Elétrica e Gestão Global do Sistema do Continente.

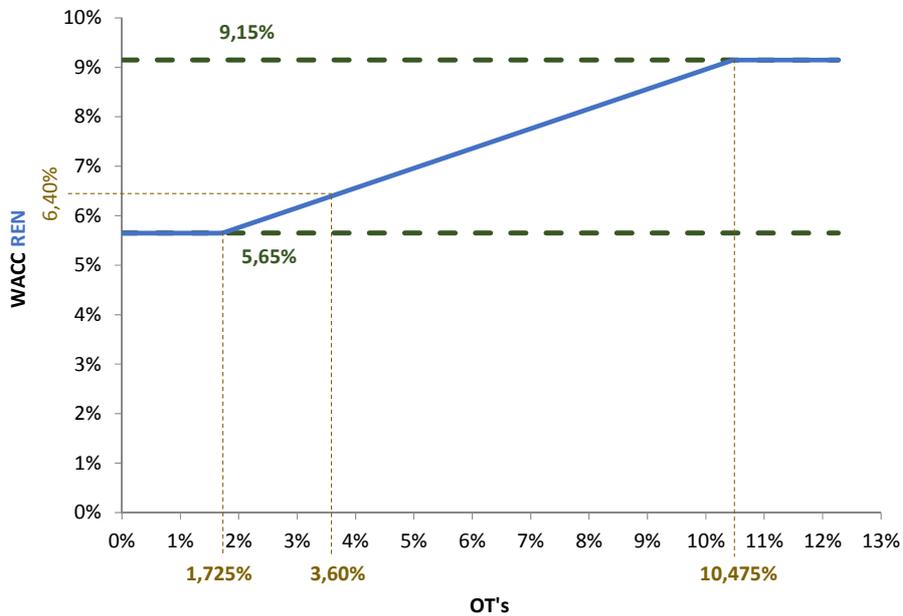
⁶ Taxa igualmente aplicada à atividade de Comercialização de Energia Elétrica exercida pela EDP SU.

Figura 2-1 - Metodologia de indexação na atividade de Distribuição de Energia Elétrica



Fontes: ERSE, Banco de Portugal, Reuters

Figura 2-2 - Metodologia de indexação nas atividades de Transporte de Energia Elétrica e Gestão Global do Sistema



Fontes: ERSE, Banco de Portugal, Reuters

BASES DE CUSTO E METAS DE EFICIÊNCIA

Na atividade de Transporte de Energia Elétrica, com o objetivo de promover um comportamento mais eficiente por parte do operador da rede de transporte, foi implementado, no período regulatório de 2009-2011, um modelo de regulação assente num sistema de incentivos que se prolongou no período regulatório de 2012-2014. Após avaliação do desempenho do operador da rede de transporte ao longo desses dois períodos regulatórios, a ERSE entendeu manter a mesma forma de regulação, ao nível do OPEX, num modelo assente em custos incrementais. O objetivo é o de conduzir o operador da rede de transporte a um melhor desempenho, dando-lhe mais liberdade e maior responsabilidade de atuação.

A definição do nível de eficiência a aplicar à atividade de Transporte de Energia Elétrica assentou na análise de desempenho da empresa face às metas de eficiência exigidas e num estudo de *Benchmarking* efetuado entre 2012 e 2013 para um conjunto de 21 Operadores da Rede de Transporte Europeus, designado por “E3GRID2012 – European TSO Benchmarking Study”, publicado em julho de 2013⁷.

As análises efetuadas permitiram concluir que: (i) nos anos de 2012 e de 2013, a REN cumpriu a meta de eficiência estabelecida, reduzindo substancialmente a sua base de custos, (ii) o estudo de *benchmarking* conduzido pelo projeto E3GRID2012 confirma a melhoria da eficiência relativa da REN comparativamente com o estudo anterior conduzido no âmbito do projeto E3GRID2009. Assim:

- Reavaliou-se a base de custos para 2015, considerando como referência a média dos custos reais auditados de 2012 e de 2013. Na transposição dos custos de 2012/2013 para 2015 considerou-se a eficiência definida para o período de regulação 2012-2014;
- Mantiveram-se os indutores de custos utilizados nos períodos regulatórios anteriores, (i) variação dos quilómetros de rede e (ii) variação do número de painéis em subestações, por se considerar que os mesmos refletem adequadamente o nível de atividade da empresa;
- Reviu-se em baixa o nível de eficiência para níveis próximos dos considerados para o progresso tecnológico, 1,5%.

Na atividade de Distribuição de Energia Elétrica manteve-se a regulação do tipo *price cap* aplicada ao OPEX e custos aceites ao nível do CAPEX. Reavaliou-se a base de custos para 2015, considerando-se os custos reais e auditados de 2013. Na transposição dos custos de 2013 para 2015 considerou-se a eficiência definida para o período de regulação 2012-2014.

⁷ Este estudo foi efetuado pela Frontier, Consentec e Sumicsid. A versão pública pode ser visualizada em: <https://www.acm.nl/nl/download/bijlage/?id=11518>

Para além da análise de desempenho da empresa face às metas de eficiência exigidas para o período regulatório, para a definição do nível de eficiência, foi efetuado um *benchmarking*.

Das diferentes análises efetuadas conclui-se que: (i) a EDP Distribuição tem vindo a reduzir os seus custos, (ii) os custos reais têm-se aproximado dos custos aceites pelo regulador, (iii) os resultados dos estudos de *benchmarking* revelam que a empresa está muito próxima do nível de eficiência e (iv) o valor mínimo de eficiência poderá situar-se entre 1,3%, relativamente ao progresso tecnológico decorrente da análise da empresa, e 2,6%, equivalente à mediana da amostra considerada. Face ao exposto considera-se uma meta de eficiência de 2,5%.

Relativamente aos indutores de custos, mantiveram-se a energia distribuída e o número de clientes, tendo-se eliminado a energia injetada na rede e introduziu-se a extensão de rede. Este último indutor será aplicado apenas na rede AT/MT em substituição do número de clientes. Assim, para todos os níveis de tensão a componente fixa representa um peso de 20% e a energia distribuída representa 40%. Os restantes 40% correspondem: i) ao número de clientes, para a base de custos da rede BT e ii) aos km de rede da base de custos da rede AT/MT.

Na atividade de comercialização de energia elétrica manteve-se uma regulação por incentivos ao nível do OPEX, procurando-se harmonizar as metodologias regulatórias entre as três empresas comercializadoras do Continente e das Regiões Autónomas (RAs).

No que respeita à EDP SU, mantém-se uma regulação por *price-cap*. Relativamente às RAs, para além de se manter uma regulação por *price-cap* ao nível do OPEX, continua-se a aplicar uma metodologia regulatória de custos aceites ao nível do CAPEX.

A harmonização na metodologia de cálculo do OPEX na atividade de comercialização consubstanciou-se na uniformização das rubricas elegíveis para apuramento da base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência, bem como no alinhamento dos valores aceites pela ERSE com os custos de referência definidos para a atividade comercialização de energia elétrica. Assim, reavaliou-se a base de custos controláveis para 2015, considerando-se os custos reais e auditados de 2013 para as três empresas. Na transposição dos custos de 2013 para 2015 consideraram-se os parâmetros definidos o período de regulação 2012-2014.

Foi reavaliada a repartição entre componente fixa e componente variável da base de custos controláveis. No caso da EDP SU aplica-se agora uma ponderação de 25% para os custos fixos e 75% para os custos variáveis, por forma a promover o progressivo escalonamento da sua estrutura de custos. Nas RAs a repartição manteve-se inalterada, repartindo-se equitativamente as componentes fixa e variável.

A harmonização nas práticas regulatórias passou também por uma uniformização dos indutores de custos definidos, sendo aplicado como *driver* de atividade das três empresas o número médio de clientes, considerado como o indicador mais adequado e auditável.

Por fim, reavaliaram-se as metas de eficiência a aplicar, tendo em conta o desempenho das empresas ao longo dos últimos anos. As conclusões obtidas culminaram com a proposta de uma meta de eficiência de 3,5% para a atividade de CEE desenvolvida pelas três empresas, pese embora explicada por razões distintas entre Continente e RAs.

No que respeita às restantes atividades das RAs, Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS) e Distribuição de Energia Elétrica (DEE), após avaliação do desempenho da EDA e da EEM, a ERSE decidiu manter as formas de regulação, assentes em *revenue cap* para a AGS e em *price cap*, para a DEE e, neste caso, mantiveram-se os indutores de custos: (i) número médio de clientes e (ii) energia distribuída.

As bases de custo para o período regulatório 2015-2017, nas atividades de AGS e de DEE tiveram como referência a média dos custos reais auditados de 2012 e de 2013, atualizados para 2015 com o nível de eficiência definida para o período de regulação 2012-2014.

A análise do desempenho das duas empresas ao nível de cada atividade permitiu proceder à fixação dos fatores de eficiência a aplicar no período regulatório 2015-2017:

- EDA
 - a) AGS - De modo a garantir o esforço da empresa em diminuir os custos que têm vindo a crescer e tendo em conta que a base de custos foi revista para a média dos valores reais de 2012 e 2013, aumentou-se o grau de exigência, não deixando de ter em conta as condicionantes relativas às especificidades da região. Deste modo a meta de eficiência é fixada em 3,5%;
 - b) DEE – Para permitir que a empresa tenha incentivo em diminuir os seus custos, podendo beneficiar dos ganhos daí resultantes, decidiu-se diminuir ligeiramente a meta de eficiência, de 2,48% para 2%.
- EEM
 - a) AGS - De modo a incentivar a empresa à diminuição dos custos, e tendo em conta que a base de custos foi revista em baixa, a ERSE reduz o fator de eficiência a aplicar no período regulatório 2015-2017 para 2%.
 - b) DEE – A base de custos para o período regulatório 2015-2017 foi ajustada, ligeiramente em alta, em função da média dos custos reais de 2012 e de 2013, acrescida dos custos com a frota automóvel, que anteriormente eram aceites fora do mecanismo de *price cap*. Face ao desempenho da empresa importa deixar alguma margem para o próximo período regulatório. No entanto, observou-se que continua a existir um diferencial importante entre os valores alcançados pela empresa e os valores objetivos da ERSE. Assim, reviu-se em baixa o valor da meta de eficiência, não podendo deixar de continuar a impor metas exigente, ao passar de 5% para 4%.

INCENTIVOS AOS ATIVOS DA ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA

No que diz respeito ao mecanismo de valorização dos investimentos na rede de transporte, o Quadro 2-1 apresenta os parâmetros a aplicar no período de regulação 2015-2017.

Quadro 2-1 - Parâmetros a aplicar no mecanismo de custos de referência

	2014	2015	2016	2017
Parâmetro que delimita as zonas de eficiência dos investimentos (α)	10%	10%	10%	10%
Prémio na taxa de remuneração de ativos em fim de vida útil (r_{ime})	1,50%	0,75%	0,75%	0,75%
Fator de eficiência para custos de referência em subestações (X_{SUB})	1,50%	3,00%	3,00%	3,00%
Fator de eficiência para custos de referência em linhas (X_{LIN})	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%
Taxa referente aos custos de estrutura e gestão de referência (r_{CEG})	9,46% ^[1]	7,22%	Depende do investimento do ano a custos diretos e do XCEG	
Fator de eficiência para custos de estrutura e gestão de referência (X_{CEG})			2,00%	2,00%

Além da definição destes parâmetros, resumem-se de seguida as principais alterações introduzidas no mecanismo de custos de referência:

- Aplicação de metas de eficiência diferentes sobre os custos de referência das tipologias de investimento em subestações e em linhas;
- Alteração da fórmula de cálculo do valor do ativo aceite em obras com rácio $C_{ref}/C_{real} > 1 + \alpha$;
- Remoção da condição de atipicidade nas obras em subestações anteriores a 2006;
- Introdução de fator de eficiência nos custos de estrutura e gestão implícitos no mecanismo;
- Retificação da fórmula de atualização dos encargos financeiros;
- Possibilidade de introdução de novas tipologias no início de cada período regulatório, após proposta da empresa e decisão da ERSE.

No que diz respeito ao incentivo à manutenção em exploração do equipamento em fim de vida útil, face aos seus elevados benefícios, a ERSE optou por mantê-lo em vigor para Linhas e Transformadores de potência totalmente amortizados, aumentando o parâmetro do incentivo de 50% para 85%.

2.3 VARIÁVEIS MONETÁRIAS

Os valores dos proveitos permitidos para 2015 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 2015", 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 de aquisição de energia para fornecimentos do CUR.

TAXA DE INFLAÇÃO

O deflator do PIB (IPIB) 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 2015.

As previsões de organismos nacionais e internacionais para o deflator do PIB, para Portugal, em 2014 e 2015, são apresentadas no Quadro 2-2.

Quadro 2-2 - Previsões para o deflator do PIB

Unidade: %

	FMI	CE	OCDE	MF
2014	0,7	0,7	1,1	0,7
2015	0,9	1,1	1,1	0,9

Fontes: FMI - World Economic Outlook, Outubro 2014; Comissão Europeia (CE) - Previsões económicas Primavera 2014, Maio 2014; OCDE - Economic Outlook N. 95, Maio 2014; P - Previsões; Ministério das Finanças (MF) - "Documento de Estratégia Orçamental – 2014-2018", abril/2014.

As previsões das empresas para 2014 e 2015 encontram-se sintetizadas no Quadro 2-3.

Quadro 2-3 - Previsões das empresas para o deflator do PIB

Unidade: %

	REN	EDP Distribuição	EDP Serviço Universal	EDA	EEM
2014	n.d.	0,7	0,7	1,7	0,67
2015	1,1	0,9	0,9	1,7	1,20

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

O IPIB adotado pela ERSE para 2015 é de 0,9% e corresponde à previsão do FMI e do Ministério das Finanças⁸.

O IPIB adotado pela ERSE para 2014, definido no Regulamento Tarifário em vigor, corresponde à variação terminada no segundo trimestre de 2014 publicada pelo INE, cujo valor é 2,137% (este valor já reflete a implementação do novo Sistema Europeu de Contas 2010 (SEC 2010) na nova Base 2011 das Contas Nacionais Portuguesas⁹).

SPREAD A APLICAR AOS AJUSTAMENTOS DE 2014

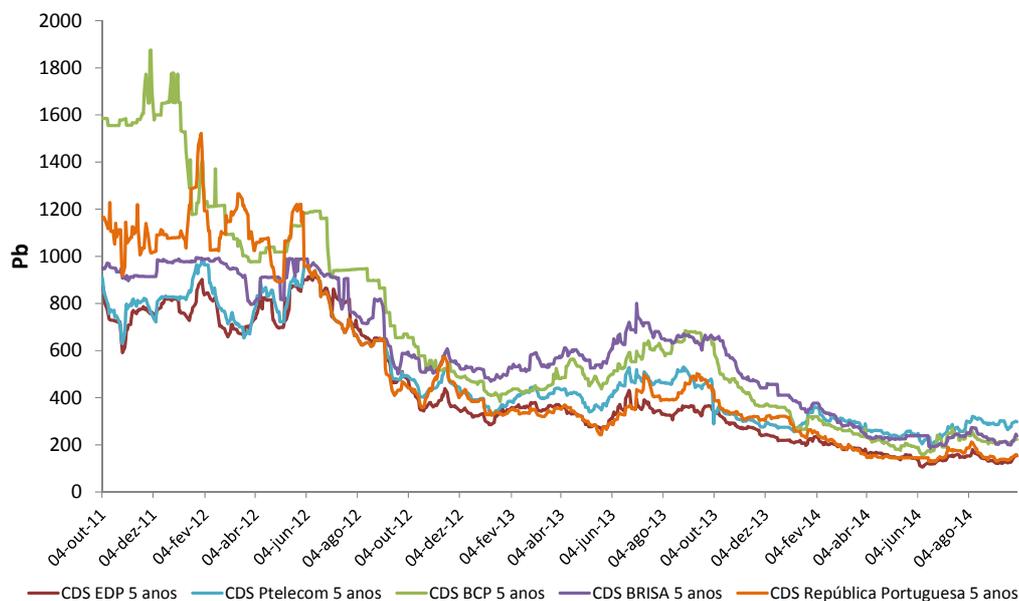
As condições de financiamento das empresas nacionais agravaram-se profundamente em 2011, conduzindo a um incremento nos *spreads* a aplicar aos ajustamentos a partir desse ano, por comparação com os valores anteriormente definidos pela ERSE, que de uma forma geral se tinham situado próximo ou abaixo 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.

⁸ O cenário macroeconómico adotado pela ERSE corresponde à informação disponível até ao dia 8 de outubro de 2014.

⁹ Em agosto de 2014 o INE publicou as Contas Nacionais Portuguesas (CNP) na Base 2011, tendo procedido à atualização da nova série destas CNP para o período 1995-2011, decorrente da implementação do Sistema Europeu de Contas 2010 (SEC 2010). As anteriores séries das CNP encontravam-se na Base 2006 (compiladas de acordo com o SEC 1995). A revisão das séries traduziram-se na revisão das taxas de variação do PIB e componentes para todo o período temporal compreendido entre o 1º trimestre de 1995 e o 1º trimestre de 2014. As alterações introduzidas com o novo SEC 2010 foram metodológicas, conceptuais e resultantes da incorporação de nova informação estrutural (é de salientar que as CNP estimadas de acordo com a nova Base 2011 estão ajustadas de efeitos sazonais e de um novo ajustamento de efeito de calendário, efeito este que não se encontrava refletido na anterior base, que se encontravam apenas ajustados de sazonalidade).

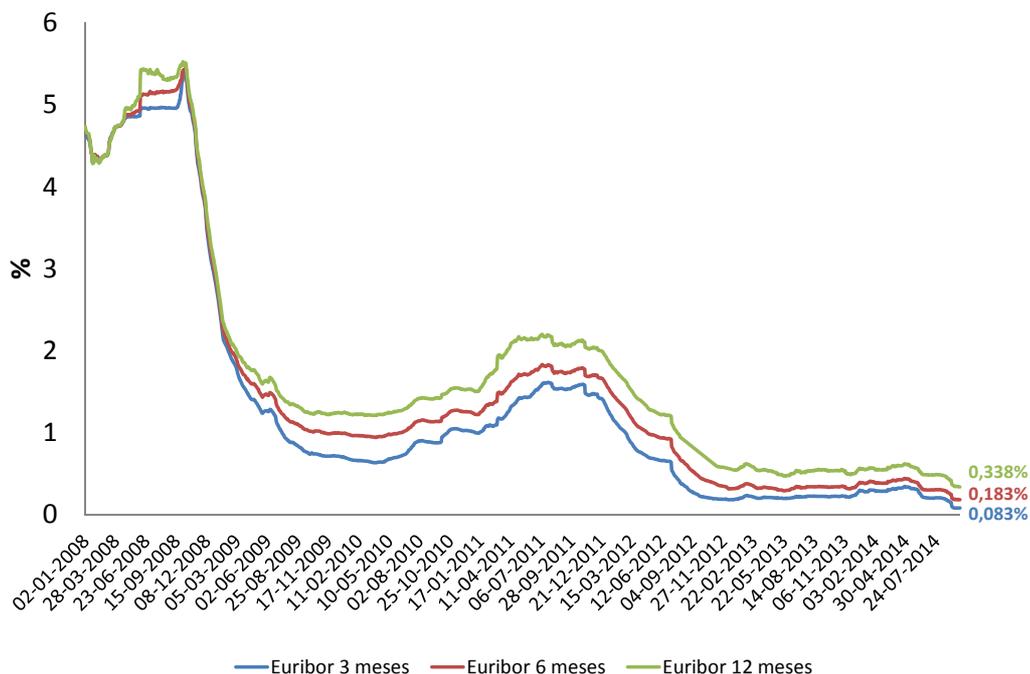
Figura 2-3 - CDS a 5 anos (EUR) da República Portuguesa e de 4 empresas portuguesas



Fonte: Reuters

Em 2012 iniciou-se o processo de normalização das condições de financiamento da economia nacional ilustrada pela evolução dos CDS, observável na Figura 2-3. Este processo permitiu que a cotação dos CDS tivesse observado um percurso de descida ao longo destes dois anos, tendo-se, contudo, observado uma ligeira tendência ascendente a partir do final do segundo trimestre de 2014.

Figura 2-4 - Taxas Euribor a 3 meses, 6 meses e 12 meses



Fonte: Reuters

Tendo em conta que as taxas Euribor são as mais baixas de sempre (ver Figura 2-4), as taxas de ajustamento deverão igualmente ser mais baixas do que no passado, se se mantiverem os *spreads*, o que permite refletir as condições atuais de financiamento das empresas no curto prazo.

Neste contexto, entendeu-se manter para 2015 o *spread* aplicado em 2014. 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 14/09 de 2013 (t-1) é de 1,5 pp.

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 2014, a título definitivo é de 4,82%. A título provisório para 2015, e face à evolução dos principais indicadores financeiros observada nos últimos meses, a taxa aplicada é de 4,82%.

CONJUNTO DAS TAXAS DE JURO E SPREADS A APLICAR NO CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS EM 2015

No seguimento do referido, o Quadro 2-4 apresenta as taxas de juros e *spreads* utilizadas no cálculo dos proveitos permitidos para 2015.

Quadro 2-4 - Taxas de juro e *spreads*

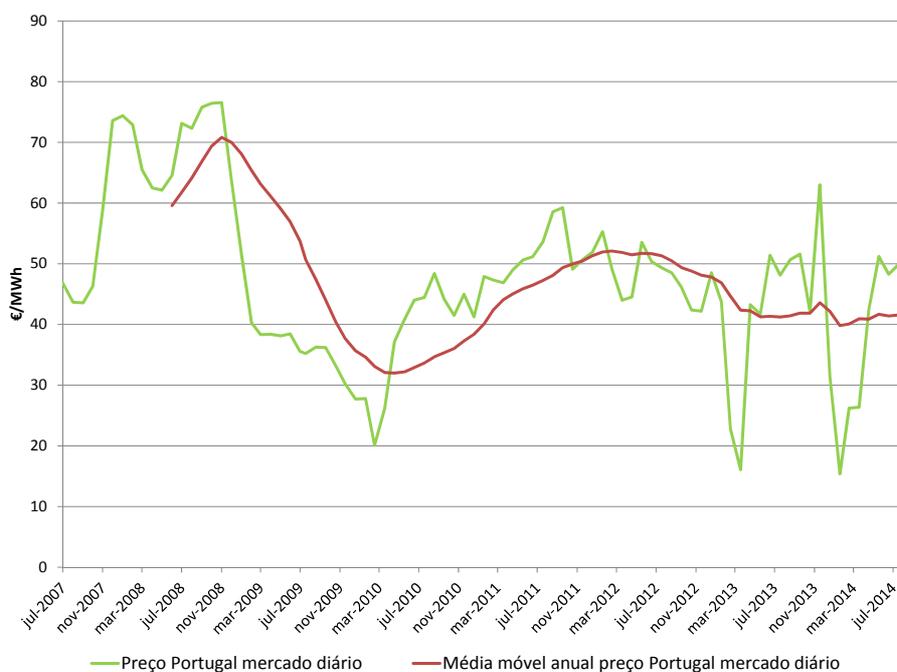
	2015
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de 2013, para cálculo dos ajustamentos de 2013	0,54%
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11, para cálculo dos ajustamentos de 2013 e de 2014	0,50%
<i>Spread</i> no ano 2013 para cálculo dos ajustamentos de 2013	1,50 p.p.
<i>Spread</i> no ano 2014 para cálculo dos ajustamentos de 2013 e dos ajustamentos de 2014	1,50 p.p.
Taxa de juro EURIBOR a três meses, no último dia de junho de 2014, para cálculo das rendas dos défices tarifários acrescida de <i>spread</i>	0,71%
<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 2014	4,82%
Taxa aplicável para o alisamento quinquenal do sobrecusto com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, referente a tarifas de 2015	4,82%
Taxa média de financiamento da EDP – Energias de Portugal, SA, aplicável ao saldo acumulado da conta de correção de hidraulicidade para 2013	4,40%

2.4 CUSTOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

EVOLUÇÃO DOS PREÇOS EM PORTUGAL E ESPANHA

O preço da energia elétrica no mercado diário¹⁰ 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 de março de 2013, registou-se uma relativa estabilidade em termos de média anual ligeiramente acima dos 40 €/MWh. O preço médio entre janeiro e setembro de 2014 fixou-se em 38,9 €/MWh. No entanto, esta relativa estabilidade de média anual assentou numa grande volatilidade do preço médio mensal, como se pode ver na figura infra.

Figura 2-5 - Preços médios do mercado diário em Portugal

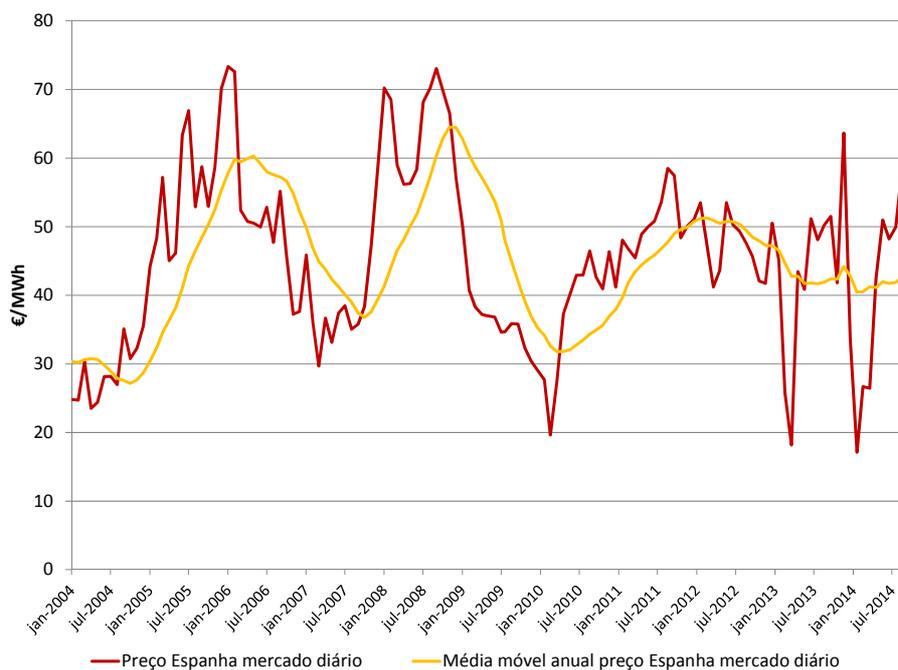


Fonte: OMEL

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

¹⁰ Média aritmética mensal dos preços horários do mercado diário.

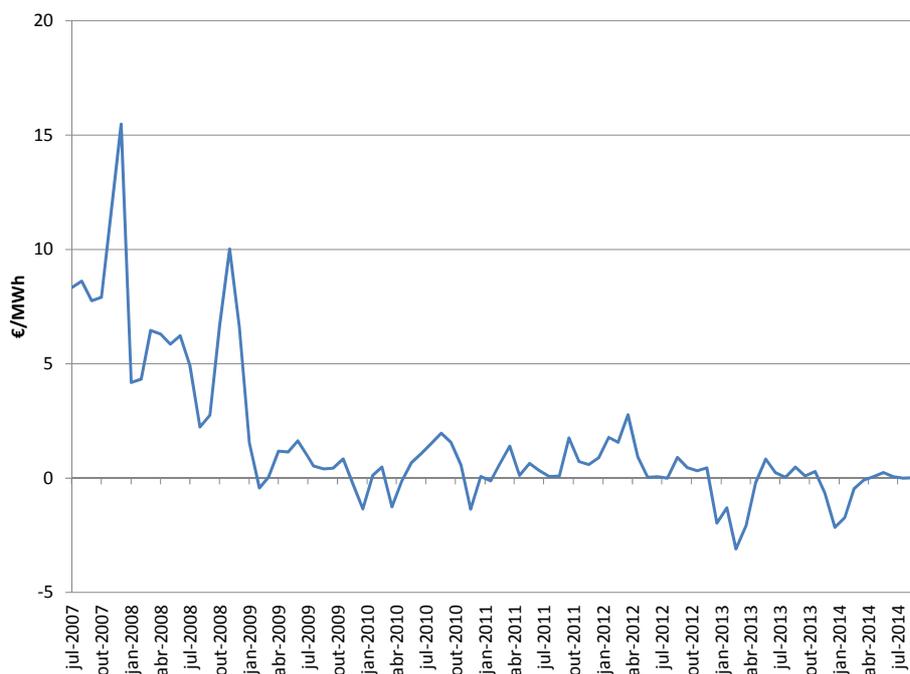
Figura 2-6 - Preços médios do mercado diário em Espanha



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 -2-7 - Diferencial de preço entre Portugal e Espanha

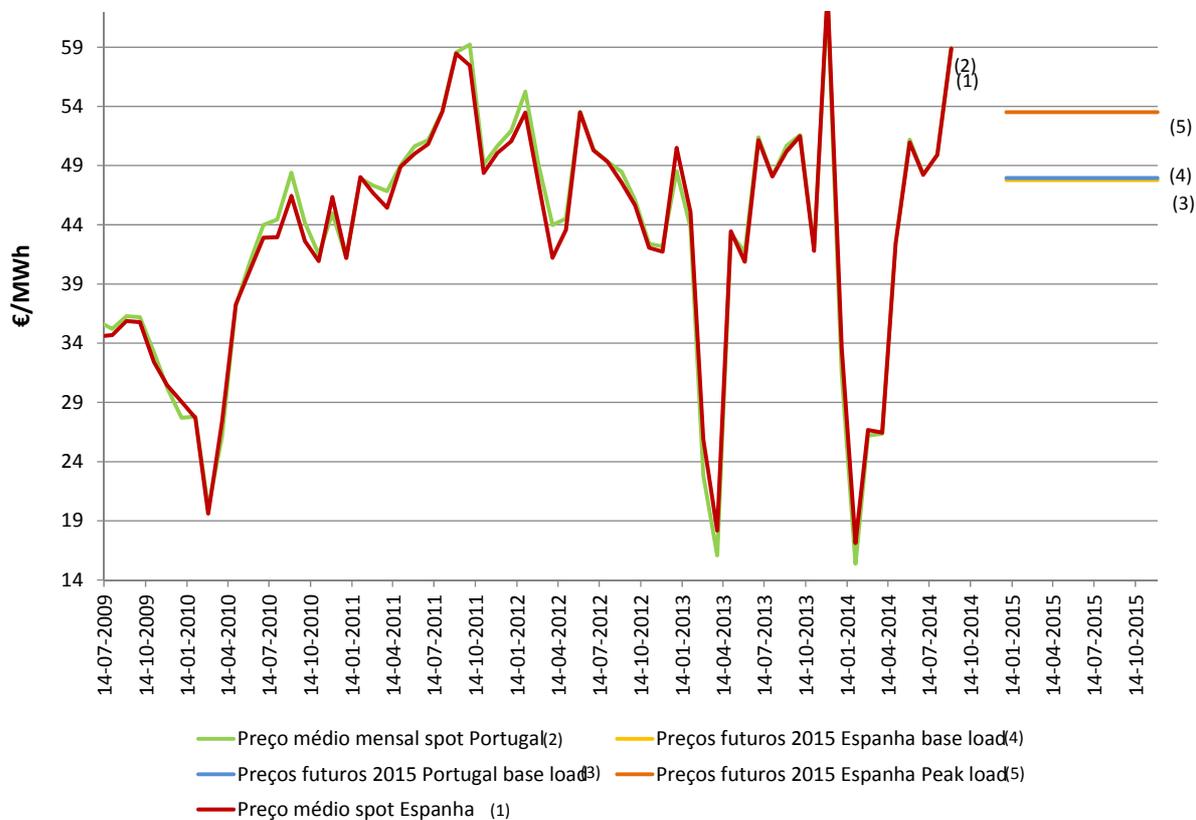


Fonte: OMEL

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 e, ainda, da aplicação de taxas sobre combustíveis de origem fóssil.

Em termos de previsões para 2015, os preços dos contratos de futuros no OMIP para entregas em 2015 apontam para a diminuição dos valores do preço de energia face aos valores registados em agosto de 2014 em cerca de 11 €/MWh, para 47,9 €/MWh, no que diz respeito a contratos *base load* e uma diminuição de cerca 5 €/MWh, para 53,5 €/MWh, para contratos *peak load*.

Figura 2-8 - Evolução do preço spot e dos mercados de futuros



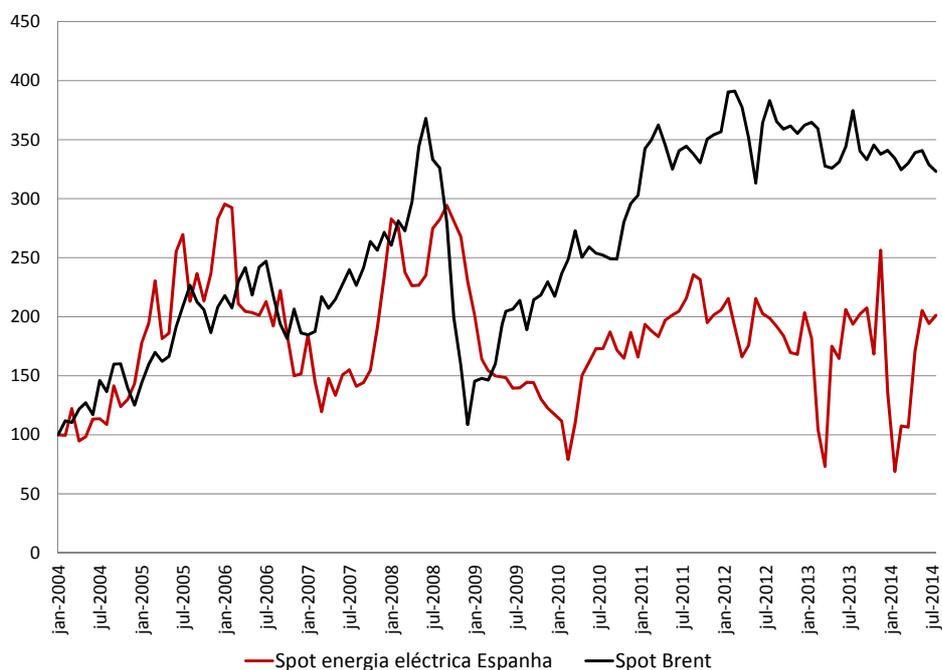
Fonte: OMIP

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 2-9, 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 2-9 - Preços médios mensais energia elétrica em Espanha e Brent (euros)
base 100 2004**



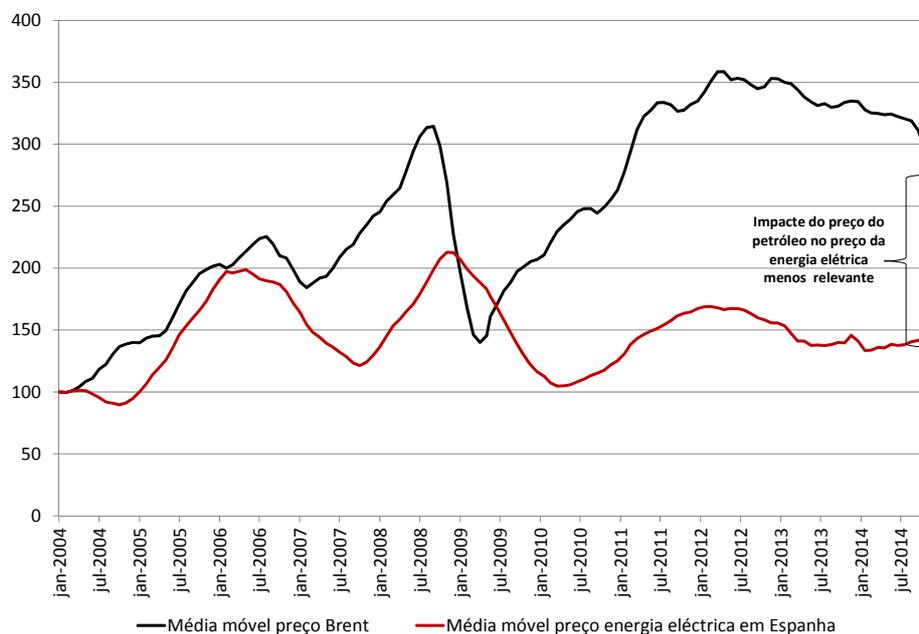
Fonte: OMEL

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 2-10 comparam-se as médias móveis dos preços da energia elétrica no mercado grossista espanhol, desde 2004¹¹, e do preço do petróleo desfasado em dois trimestres.

¹¹ A referência ao mercado espanhol tem como finalidade obter uma série mais longa.

**Figura 2-10 - Média móvel mensal preços *spot* energia elétrica em Espanha e *Brent* (euros)
base 100 2004**



Fonte: OMEL, Reuters

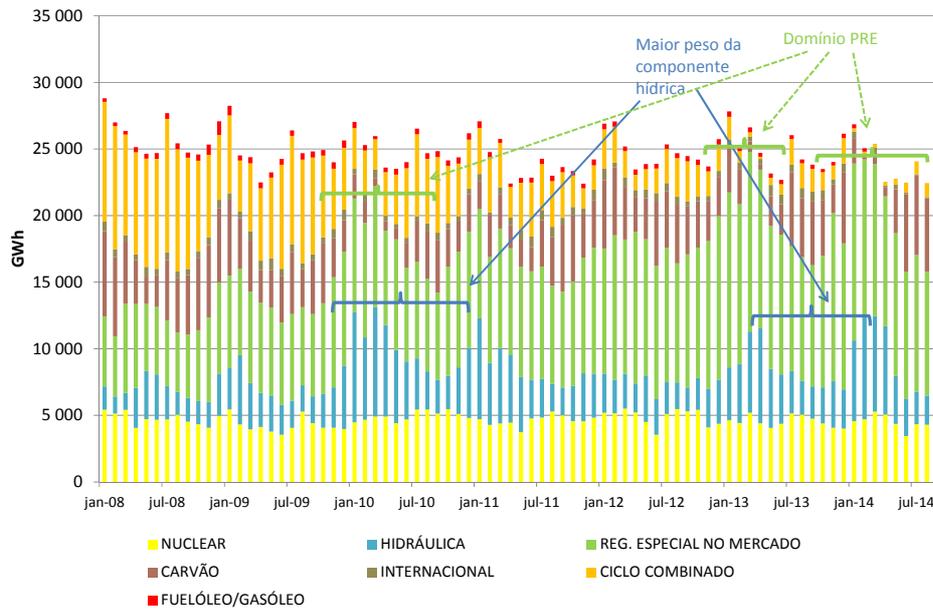
A observação da Figura 2-10 reforça a conclusão de que o impacto do preço do petróleo na formação do preço de energia elétrica diminuiu até 2012.

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

De modo a poder entender-se melhor 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.

Assim, 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.

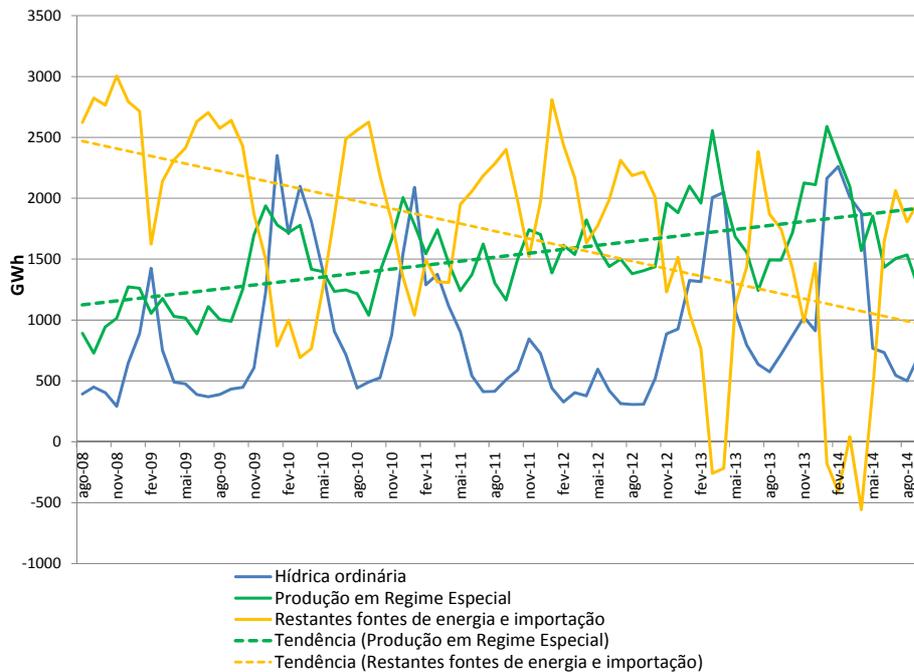
Figura 2-11 - Energia transacionada por tecnologia



Fonte: OMIE

Numa análise focada para o caso português, observa-se na Figura 2-12 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 2-12 - Satisfação do consumo referido à emissão



Fonte: REN

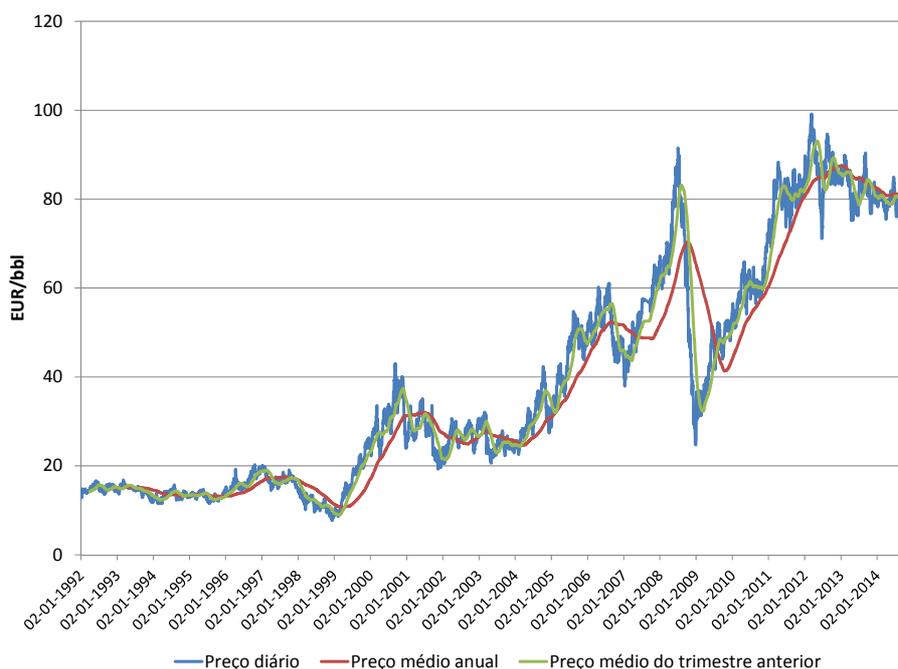
O maior diferencial entre o preço de energia elétrica e o preço do petróleo e, conseqüentemente, o preço do gás natural, reflete, assim, a maior dificuldade de colocação da energia elétrica produzida pelas centrais de ciclo combinado em mercado. Este cenário é agravado devido à:

- Queda do consumo de energia elétrica;
- Contribuição da 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 do petróleo observável na Figura 2-13 que ocorreu até final de 2012. No entanto, a partir de 2013, observou-se uma descida do preço do petróleo com possíveis conseqüências nos preços da energia.

Figura 2-13 - Evolução preço Brent (EUR/bbl) entre 1992 e 2014

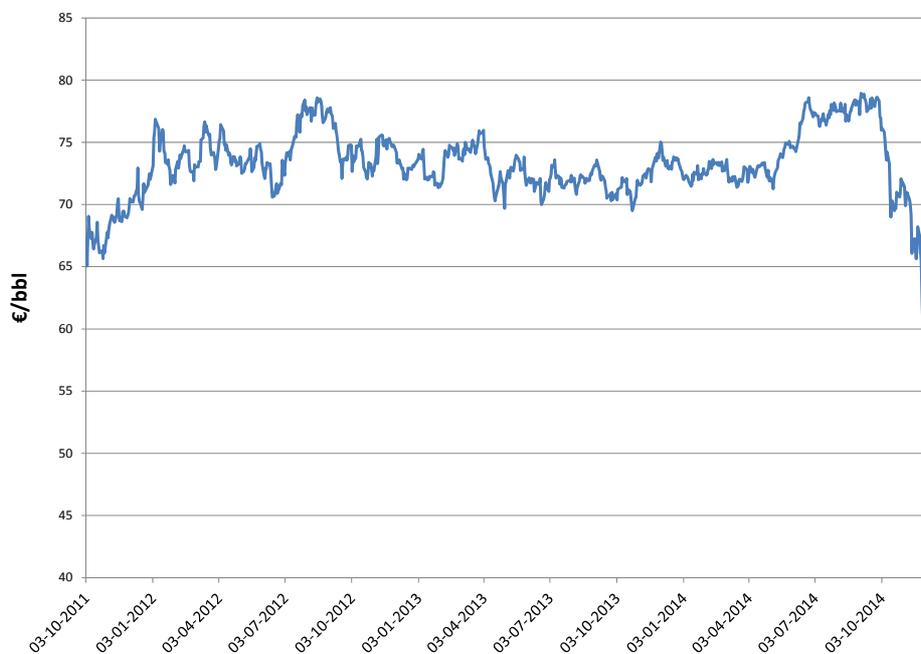


Fonte: Reuters

No que diz respeito aos mercados de futuros, os preços do petróleo para entrega no final do próximo ano apresentaram, durante um prolongado período de tempo, desde setembro de 2012 até início de junho de 2014, um intervalo de variação de preços entre os 70 €/bbl e os 75 €/bbl, apenas ultrapassado marginalmente em alguns momentos desse período de forma pontual. Após uma súbita tendência

ascendente, em junho de 2014, os preços para entrega no final de 2015, com dados disponíveis à data, apontam para valores em torno dos 58 €/bbl.

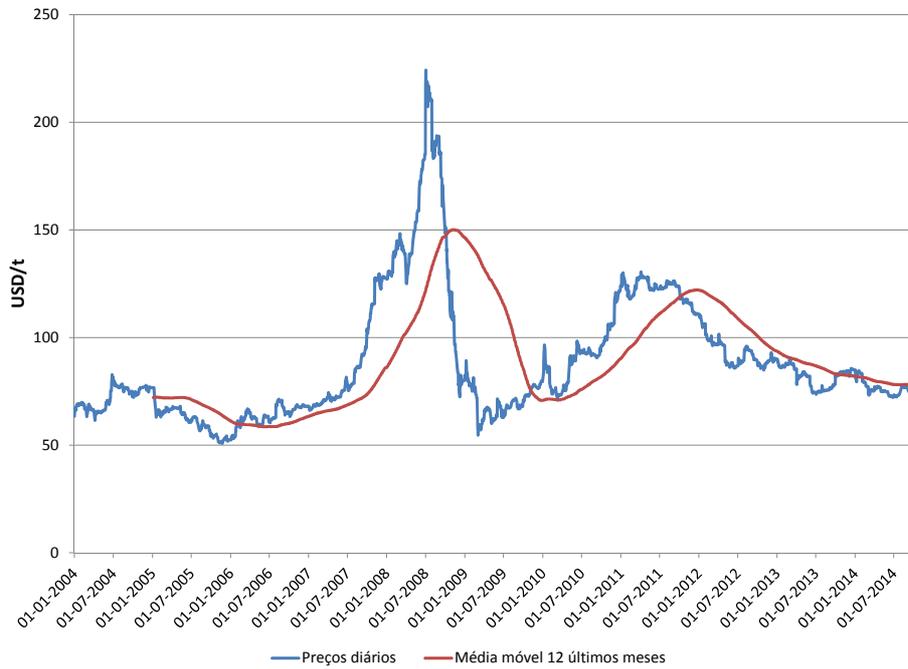
Figura 2-14 - Preço de futuros petróleo Brent para entrega em dezembro de 2015



Fonte: Reuters (dados 20014/12/09)

No caso do carvão, o gráfico seguinte mostra que o seu preço tem diminuído desde janeiro de 2011, tornando as centrais a carvão mais competitivas face às centrais de ciclo combinado a gás natural. 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 2-15 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (USD/t)



Fonte: Reuters

**Figura 2-16 - 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 2015, plasmadas no mercado de futuro de energia elétrica do OMIP, se confirmarem, o custo médio de aquisição para o próximo ano deverá ser mais elevado do que o estimado para 2014, que se situa em torno dos 46 €/MWh¹².

Quadro 2-5 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR¹³ para fornecimento dos clientes para 2014 e para 2015

	2014		2015
	Tarifas 2014	Estimativa 2014 (valores reais até Setembro)	Tarifas 2015
Custo de aquisição de energia para fornecimentos do CUR	59,0	45,9	55,4
Índice de produtividade hidroelétrica	1,0	1,3	1,0

Fonte: ERSE

Assim, o custo médio de aquisição do CUR previsto para 2015 em Portugal é cerca de 55,4 €/MWh.

A definição desse valor tem em conta os contratos de futuros, acrescido dos custos previstos com o acerto ao preço de mercado diário devido ao perfil de compra do CUR, dos outros custos previstos¹⁴ e do prémio de risco associado à contratação nos mercados de futuros nos termos do Regulamento Tarifário.

¹² 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. Este preço é inferior ao preço previsto nas tarifas de 2014 para 2014, em grande parte como consequência de condições de hidraulicidade mais favoráveis e da ligeira diminuição do preço do petróleo, que se verificou em 2014.

¹³ 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.

¹⁴ Custos com interligações imputáveis aos clientes do CUR, custos de regulação imputados pelo acerto de contas, custos com comissões e garantias decorrentes da participação em mercados organizados e custos ou proveitos de vendas no mercado diário, da energia excedentária

3 SÍNTESE DOS PROVEITOS E AJUSTAMENTOS PARA 2015

3.1 PROVEITOS A RECUPERAR

O Quadro 3-1 apresenta o resumo dos proveitos a recuperar pelas atividades reguladas no Continente.

Quadro 3-1 - Proveitos a recuperar em 2015 por atividade no Continente

Unidade: 10⁶ EUR

Tarifas 2015	Proveitos por atividade (1)	Custos transferidos entre atividades (2)	Proveitos a proporcionar em 2015, previstos em 2014 (c/ ajustamento) (3) = (1) + (2)	Sustentabilidade e coexistência de mercados (4)	Tarifa social (5)	Tarifas 2015 (6) = (3) - (4) + (5)
REN Trading	149 138		0	0		0
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (CVEEAC)	149 138	-149 138 (GGS)	0			0
REN	420 621		569 759	0		569 759
Gestão Global do Sistema (GGS)	161 112	149 138 (CVEEAC)	310 250			310 250
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	259 509		259 509			259 509
EDP Distribuição	3 468 523	-569 759	2 898 764	85 646	-27 059	2 786 058
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	1 172 987		1 172 987			1 172 987
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT)	2 295 536	-569 759 (GGS + TEE)	1 725 777	85 646		1 640 131
Tarifa social					-27 059	-27 059
EDP Serviço Universal (CUR)	2 067 744	-1 802 497	265 247	-85 646		350 893
Compra e Venda de Energia Elétrica	1 440 094	-1 225 657	214 437	-108 523		322 960
Compra e Venda de Energia Elétrica PRE (CVEE PRE)	1 225 657	-1 225 657 (Sobrecusto da PRE na CVAT)	0			0
Compra e Venda de Energia Elétrica Fornecimento a clientes (CVEE FC)	214 437		214 437	-108 523		322 960
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	576 840	-576 840 (DEE + CVAT)	0			0
Comercialização (C)	50 810		50 810	26 372		24 438
Sobreprojeito associado aplicação tarifa transitória				-3 494		3 494
			3 733 769	0	-27 059	3 706 710

O Quadro 3-2 apresenta o resumo dos proveitos permitidos e a recuperar pelas atividade reguladas nas Regiões Autónomas.

Quadro 3-2 - Proveitos permitidos das Regiões Autónomas

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas UGS, URT e da tarifa de Energia nas Regiões Autónomas (1)	Sobrecusto a recuperar pela atividade de GGS (2)	Tarifas 2015 (3) = (1) + (2)
EDA	113 413	50 359	163 772
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	87 712	37 241	124 953
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	23 605	7 921	31 527
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	2 095	5 197	7 293
EEM	130 154	36 792	166 946
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	99 145	23 629	122 774
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	28 774	10 344	39 118
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	2 235	2 819	5 054
			330 718

3.2 SÍNTESE DOS AJUSTAMENTOS DE 2013 E DE 2014

3.2.1 AJUSTAMENTOS DE 2013

PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ATIVIDADE NO CONTINENTE

O Quadro 3-3 permite comparar os proveitos permitidos a proporcionar em 2013 definidos em 2012, com os proveitos permitidos recalculados no ano 2013, com base nos valores verificados em 2013. Apresenta-se também o desvio entre os proveitos faturados em 2013 e os proveitos permitidos calculados em 2013 com os valores reais e o ajustamento que se irá repercutir nas tarifas de 2015.

PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2015 DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO

Quadro 3-3 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2013 a refletir em 2015, no Continente

Unidade: 10⁹ EUR

	Proveitos a proporcionar em 2013, definidos em 2012 (tarifas 2013)	Diferencial positivo ou negativo na actividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais	Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência decorrente do DL 74/2013	Défice tarifário ao abrigo do DL 165/2009	Proveitos Efectivamente faturados em 2013	Proveitos a proporcionar em 2013, definidos em 2014	Incentivos e custos aceites a posteriori	Desvio[1]	Desvio actualizado para 2015	Ajustamento provisório calculado em 2013 actualizado para 2015	Acerto do CAPEX e interruptibilidade	Juros sobre o ajustamento provisório de 2013 definido pela Portaria 145/2013, de 9 de Abril	Ajustamento a repercutir em 2015
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8) = (2)+(3)+(5)-(6)-(7)	(9) = (8) x (1+2013)x(1+2014)	(10)	(11)	(12)	(13) = (9) - (10) + (11) + (12)
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	177 969				177 969	184 646	3 000	-9 677	-10 071	-13 679		0	3 607
Proveitos permitidos à REN Trading	177 969	0		0	177 969	184 646	3 000	-9 677	-10 071	-13 679	0	0	3 607
Gestão Global do Sistema (GGS)	511 175				513 157	556 856		-43 698	-45 478	548		-183	-46 208
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	376 191				387 256	345 177	1 000	41 079	42 792		-19 388		23 404
Proveitos permitidos à REN	887 365	0		0	900 413	902 033	1 000	-2 619	-2 685	548	-19 571	0	-22 904
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)	1 820 438				1 696 525	1 799 082		-102 557	-106 733				-106 733
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	1 279 267				1 223 786	1 226 456	-3 980	1 310	1 363		-33 585		-32 222
Proveitos permitidos à EDP Distribuição	3 099 705	0		0	2 920 311	3 025 538	-3 980	-101 248	-105 370	0	-33 585	0	-138 955
Compra e Venda de Energia Elétrica	1 248 135			-108 523	1 340 114	1 714 824		-374 961	-390 229	-138 615			-251 613
Sobrecusto da PRE	361 357		1 531	0	361 357	913 777		-550 889	-573 319	-430 154			-143 165
CV EE	886 778			-108 523	978 756	801 938		176 818	184 018	291 539			-107 521
Ajustamento da aditividade tarifária						-891		-891	-927				-927
Compra e venda do acesso as redes (CVATD)					1 324 908	1 324 908		0	0				0
Comercialização (C)	82 379	13 297			54 664	74 910		-6 949	-7 232				-7 232
Proveitos permitidos à EDP SU	1 330 514	13 297		-108 523	2 719 685	3 114 642	0	-381 910	-397 461	-138 615	0	0	-258 845
Total no Continente							20	-495 455	-515 588	-151 746	-53 156	0	-416 997

Nota: Valor (-) a recuperar pela empresa, valor (+) a devolver pela empresa.

[1] No caso do sobrecusto da PRE o desvio resulta da aplicação da seguinte fórmula: (3)+(5)-(6)

PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ATIVIDADE NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

O Quadro 3-4 sintetiza, para a EDA e para a EEM, a informação por atividade regulada permitindo comparar os valores dos proveitos permitidos definidos no processo de fixação das tarifas para 2013, com os proveitos recuperados em 2013 por aplicação das tarifas em vigor no Continente em 2013 e com os proveitos de 2013 baseados em valores reais. Adicionalmente, apresentam-se as restantes rubricas necessárias ao cálculo do ajustamento a repercutir em 2015.

O ajustamento a recuperar pela EDA em 2015 relativamente ao ano de 2013 atualizado para 2015 aplicando-se as taxas EURIBOR a 12 meses média, determinada em valores diários de 2013, acrescida de um *spread* de 1,5 p.p. e EURIBOR a 12 meses média, determinada em valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano 2014, acrescida de *spread* de 1,5 p.p., será de 5,7¹⁵ milhões de euros.

O ajustamento a recuperar pela EEM em 2015 relativamente ao ano de 2013 atualizado para 2015 aplicando-se as taxas EURIBOR a 12 meses média, determinada em valores diários de 2013, acrescida de um *spread* de 1,5 p.p. e EURIBOR a 12 meses média, determinada em valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano 2014, acrescida de *spread* de 1,5 p.p., será de 7,1¹⁶ milhões de euros.

¹⁵ Um ajustamento positivo significa um montante a pagar pela empresa.

¹⁶ Um ajustamento positivo significa um montante a pagar pela empresa.

Quadro 3-4 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2013 a refletir em 2015, nas Regiões Autônomas

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos a proporcionar em 2013, definidos em 2012 (tarifas 2013)	Proveitos recuperados em 2013, por aplicação das tarifas do Continente	Convergência Tarifária de 2013	Valor a recuperar pelas tarifas das RA	Proveitos ou custos da gestão das licenças de CO ₂ e da partilha de benefícios	Proveitos a proporcionar em 2013, definidos em 2015	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	Ajustamento a repercutir em 2015	Acerto provisório no ano t do custo com capital relativo ao ano t-1	Ajustamento a repercutir em 2015
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8) = [(2)+(3)+(4)-(5)-(6)+(7)] x (1++spread) x (1++spread)	(9)	(10) = (8) + (9)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	153 841	80 805	72 753	-514	0	145 537	-316	7 484	-2 627	4 857
Distribuição de Energia Elétrica	44 032	24 818	19 405	0	0	40 708	0	3 659	-2 600	1 059
Comercialização de Energia Elétrica	6 989	1 764	5 182	0	0	7 111	0	-172	-19	-191
Proveitos permitidos à EDA	204 863	107 387	97 340	-514	0	193 356	-316	10 970	-5 245	5 725
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	163 183	89 157	70 063	0	0	149 019	87	10 707	-2 570	8 137
Distribuição de Energia Elétrica	50 538	29 639	19 400	0	0	46 857	0	2 272	-3 176	-904
Comercialização de Energia Elétrica	5 420	1 937	3 385	0	0	5 388	0	-68	-38	-107
Proveitos permitidos à EEM	219 141	120 734	92 849	0	0	201 264	87	12 911	-5 785	7 126
Total nas Regiões Autônomas								23 881	-11 030	12 851

Nota: Valor (-) a recuperar pela empresa, valor (+) a devolver pela empresa.

3.2.2 AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2014

PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ATIVIDADE NO CONTINENTE

O Quadro 3-5 evidencia os ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2014 a repercutir nas tarifas de 2015. Neste âmbito estão contemplados os ajustamentos relativos à aquisição de energia em duas atividades associadas a entidades diferentes, que têm esta competência:

- Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, do Agente Comercial.
- Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, do Comercializador de Último Recurso.

Estão também contemplados os ajustamentos provisórios ao CAPEX de determinados de acordo com a estimativa de imobilizado para 2014 e aplicada a taxa de remuneração final para esse ano.

Os ajustamentos referentes a 2014 são calculados em termos provisórios, o valor definitivo será calculado em 2015, com base em valores ocorridos e, incluídos nos proveitos permitidos para tarifas 2016.

Quadro 3-5 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2014 a refletir em 2015, no Continente

Unidade: 10⁶ EUR

	Proveitos a proporcionar em 2014, definidos em 2013 (tarifas 2013)	Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência decorrente do DL 74/2013	Proveitos estimados faturar em 2014	Proveitos estimados proporcionar em 2014, definidos em 2014	Incentivos e custos aceites a posteriori	Desvio[1]	Desvio atualizado para 2015	Acerto do CAPEX atualizado para 2015	Ajustamento provisório a repercutir em 2015
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6) = (2)+(3)-(4)-(5)	(7) = (6) x (1+2014)	(8)	(9) = (7) + (8)
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	163 549		163 549	183 211	3 000	-22 662	-23 114		-23 114
Proveitos permitidos à REN Trading	163 549		163 549	183 211	3 000	-22 662	-23 114	0	-23 114
Gestão Global do Sistema (GGS)								1 332	1 332
Transporte de Energia Elétrica (TEE)								29 414	29 414
Proveitos permitidos à REN	0		0	0	0	0	0	30 745	30 745
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)								52 953	52 953
Proveitos permitidos à EDP Distribuição	0		0	0	0	0	0	52 953	52 953
Compra e Venda de Energia Elétrica	949 993	6 000	1 668 442	1 713 004	0	-38 562	-39 331	0	-39 331
Sobrecusto da PRE	949 993	6 000	949 993	1 207 282		-251 289	-256 303		-256 303
CVEE			718 450	505 722		212 727	216 971		216 971
Proveitos permitidos à EDP SU	949 993	6 000	1 668 442	1 713 004	0	-38 562	-39 331	0	-39 331
Total no Continente					3 000	-61 224	-62 446	83 698	21 252

Nota: Valor (-) a recuperar pela empresa, valor (+) a devolver pela empresa.

[1] No caso do sobrecusto da PRE o desvio resulta da aplicação da seguinte fórmula: (2)+(3)-(4)

PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ATIVIDADE NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

O Quadro 3-6 apresenta os acertos provisórios do CAPEX referentes ao ano de 2014, para a EDA e para a EEM, determinados de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2014. Estes ajustamentos são calculados em termos provisórios e o valor definitivo será calculado em 2015, com base em valores ocorridos e, incluídos nos proveitos permitidos para tarifas 2016.

Quadro 3-6 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2014 a refletir em 2015, nas Regiões Autónomas

	Unidade: 10 ³ EUR
	Acerto do CAPEX de 2014 atualizado para 2015 a repercutir em tarifas de 2015
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	2 165
Distribuição de Energia Elétrica	3 537
Comercialização de Energia Elétrica	88
Proveitos permitidos à EDA	5 790
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	5 089
Distribuição de Energia Elétrica	2 702
Comercialização de Energia Elétrica	53
Proveitos permitidos à EEM	7 844
Total nas Regiões Autónomas	13 634

Nota: Valor (-) a recuperar pela empresa, valor (+) a devolver pela empresa.

4 DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS E DOS AJUSTAMENTOS PARA 2015

4.1 ATIVIDADE DESENVOLVIDA PELO AGENTE COMERCIAL (DIFERENCIAL DE CUSTO CAE)

4.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

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 diferencial de custo CAE, individualizado na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial. Este diferencial de custo é recuperado através da tarifa de Uso Global do Sistema aplicada pelo Operador da Rede de Transporte a todos os consumidores de energia elétrica.

Para além do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE, os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial incorporam:

- Os custos de funcionamento considerados no processo de fixação de tarifas.
- Os proveitos associados ao mecanismo de otimização de gestão dos CAE e ao mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO₂, considerados a título provisório no ajustamento de t-1 e em termos definitivos no ajustamento de t-2.

ANÁLISE DO DIFERENCIAL DE CUSTO

O Quadro 4-1 apresenta os valores do diferencial de custo com os CAE previsto pela ERSE para 2015, do sobrecusto estimado para 2014, bem como do verificado em 2013.

Quadro 4-1 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE previsto para 2015

		Unidade: 10 ³ EUR				
		2013	2014	2015	[(3)-(1)]/(1)	[(3)-(2)]/(2)
		Verificado	Tarifas 2015	Tarifas	%	%
		(1)	(2)	(3)		
Encargo de Potência						
(1a)	Tejo Energia	108 802	109 020	110 110	1,2%	1,0%
(1b)	Turbogás	109 741	109 961	111 060	1,2%	1,0%
(1)=(1a)+(1b)	Total	218 543	218 981	221 170	1,2%	1,0%
Encargo de Energia						
(2a)	Tejo Energia	94 379	67 113	83 388	-11,6%	24,2%
(2b)	Turbogás	65 499	49 103	83 908	28,1%	70,9%
(2)=(2a)+(2b)	Total	159 878	116 216	167 296	4,6%	44,0%
Licenças de CO₂						
(3a)	Tejo Energia	12 933	13 930	15 511	19,9%	11,4%
(3b)	Turbogás	1 313	1 333	1 763	34,3%	32,2%
(3c)	Receitas decorrentes trocas de licenças EUA por CER	17	0	0	0	0
(3)=(3a)+(3b)	Total	14 263	15 263	17 274	21,1%	-
Receitas sem serviços de sistema						
(4a)	Tejo Energia	171 728	149 920	190 585	11,0%	27,1%
(4b)	Turbogás	26 434	24 775	44 942	70,0%	81,4%
(4)=(4a)+(4b)	Total	198 162	174 695	235 527	18,9%	34,8%
Receitas com reserva e regulação terciária						
(5a)	Tejo Energia	7 226	6 109	7 003	-3,1%	14,6%
(5b)	Turbogás	18 469	20 549	37 199	101,4%	81,0%
(5)=(5a)+(5b)	Total	25 695	26 658	44 202	72,0%	65,8%
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	1 515	518	929	-	79,4%
(7b)	Turbogás	329	1 410	1 645	-	16,7%
(7)=(7a)+(7b)	Total	1 844	1 928	2 574	-	33,5%
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	38 674	34 552	12 351	-68,1%	-64,3%
(9b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)+(7b)+(8b)	Turbogás	131 979	116 483	116 235	-11,9%	-0,2%
(9c)=(3c)	Receitas decorrentes trocas de licenças EUA por CER	17	0	0	-	-
(10)=(9a)+(9b)+(9c)	Total	170 671	151 035	128 585	-24,7%	-14,9%

Os encargos de potência previstos para 2015 estão ligeiramente acima dos valores estimados para 2014, 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, tanto a Tejo Energia, como a Turbogás deverão apresentar em 2015 valores superiores aos estimados para 2014. No caso da Turbogás o acréscimo previsto em cerca de 71% deve-se aos efeitos conjugados de aumento das quantidades em 81% e da redução do custo variável unitário em cerca de 6%. O

aumento dos encargos de energia por parte da central da Tejo Energia face ao valor estimado para 2014 em cerca de 24% resulta do aumento da produção prevista de energia elétrica para esta central, em cerca de 15% e do aumento do custo unitário variável em cerca de 8%.

Prevê-se que as receitas de venda de energia elétrica das centrais da Tejo Energia e da Turbogás cresçam cerca de 39% devido ao aumento do preço de energia de elétrica e da produção das centrais.

Quadro 4-2 - Principais pressupostos do cálculo do diferencial de custo previsto para 2015

Preço base ⁽¹⁾	€/MWh	50,5
Tejo Energia	Quantidades GWh	2 931
	Custo variável EUR/MWh	29,0
Turbogás	Quantidades GWh	1 119
	Custo variável EUR/MWh	75,8

⁽¹⁾ Preço médio de mercado previsto tendo em conta mercado de futuros

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 83.º do Regulamento Tarifário. O Quadro 4-3 apresenta as várias parcelas que estão na origem dos 149 138 milhares de euros, referentes aos proveitos permitidos de 2015.

Quadro 4-3 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica

		Unidade 10 ³ EUR	
		Tarifas 2014	Tarifas 2015
A=1+2-3	Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE	130 149	128 585
1	Custos com aquisição de energia elétrica, aos produtores com CAE	389 570	405 740
2	Outros custos, designadamente, custos com pagamentos da tarifa de URT a aplicar aos produtores com CAE	2 370	2 574
3	Proveitos com a venda da energia elétrica dos produtores com CAE	261 791	279 728
B=4+5+6*7	Custos de funcionamento no âmbito da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	1 224	1 045
4	Custos de exploração da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica (valor líquido)	1 214	1 045
5	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	10	0
6	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, líquido de amortizações e participações	5	0
7	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	9,00%	6,40%
C	Valor previsto estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de CVEE do Agente Comercial, no ano t-1	-13 411	-23 114
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	0	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	-18 764	3 607
F=A+B-C-D-E	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a transferir para a GGS	163 549	149 138

4.1.2 AJUSTAMENTOS

AJUSTAMENTO EM 2013 DO DIFERENCIAL DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA AOS PRODUTORES COM CAE

De acordo com o artigo 73.º do Regulamento Tarifário, 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, os proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, em 2015, recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema são ajustados pela diferença entre os valores transferidos da atividade de Gestão Global do Sistema, e o montante aceite considerando os incentivos à otimização dos contratos de aquisição de energia elétrica e à ótima gestão das licenças de emissão de CO₂, referente a 2013, que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do respetivo artigo ao diferencial de custo CAE real de 2013. Este montante é atualizado para 2015, por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano de 2013, acrescida do *spread*¹⁷ de 1,5 pontos percentuais e por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano de 2014, acrescida de *spread* de 1,5 pontos percentuais.

O Quadro 4-4 reflete os valores acima mencionados. O ajustamento dos proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial em 2013 a repercutir nas tarifas de 2015 é de 3 607¹⁸ milhares de euros.

¹⁷ O enquadramento da definição deste parâmetro encontra-se no capítulo 2.3 deste documento.

¹⁸ Um ajustamento de sinal positivo significa um valor a pagar pela empresa.

Quadro 4-4 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade CVEE do Agente Comercial em 2013

		Unidade 10 ³ EUR	
		2013	Tarifas 2013
1	Custos com aquisição de energia elétrica, aos produtores com CAE	392 685	456 544
2	Outros custos, designadamente, custos com pagamentos da tarifa de URT a aplicar aos produtores com CAE	1 844	3 618
3	Proveitos com a venda da energia elétrica dos produtores com CAE	223 857	297 232
4	Custos de funcionamento no âmbito da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	0	1 064
5	Ajustamento t-1	0	0
6	Ajustamento t-2	-13 975	-13 975
7	Incentivos CAE e CO2 t-2	3 000	
A = 1 + 2 - 3 + 4 - 5 - 6 + 7		187 646	177 969
B	Sobrecusto recuperado pela GGS		177 969
C = (B - A) * (1 + It-2) * (1 + It-1)			-10 071
D	Valores provisórios relativos a t-2 considerados nas tarifas de t-1	-13 411	
E = D * (1 + It-1)			-13 679
i_{t-2}	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários do ano 2013 + spread	2,036%	
i_{t-1}	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de 2014 + spread	1,995%	
F = C - E + G			3 607

A análise efetuada no ponto seguinte incide sobre o diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2013, ano t-2.

a) Análise do diferencial de custo

Desde 1 de julho de 2007, cabe à REN revender no mercado a energia elétrica produzida pelas centrais enquadradas pelos CAE celebrados com a Tejo Energia e com a Turbogás e pagar esta energia aos custos definidos nos respetivos CAE. A diferença entre os custos e as receitas geradas pela venda dessa energia elétrica corresponde ao diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica (sobrecusto CAE), individualizado na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial. Para além do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE, os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial incorpora igualmente custos de funcionamento no âmbito desta atividade.

Paralelamente, o Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de julho, atribui à ERSE a competência para a definição do mecanismo de incentivos à otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia elétrica não cessados. Neste sentido, a ERSE publicou dois mecanismos de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia e de otimização da gestão das licenças de emissão de CO₂. Estes mecanismos entraram em vigor em 2008.

O Quadro 4-1 compara os valores do diferencial de custo do Agente Comercial previsto para 2013 e do sobrecusto ocorrido nesse ano.

O diferencial de custo foi inferior ao previsto em 6%, o que corresponde a cerca de 10 milhões de euros.

Quadro 4-5 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE

		Unidade: 10 ³ EUR			
		2013 Tarifas (1)	2013 Verificado (2)	[(2)-(1)]	[(2)-(1)]/(1) %
Encargo de Potência					
(1a)	Tejo Energia	115 317	108 802	-6 514	-6%
(1b)	Turbogás	115 815	109 741	-6 073	-5%
(1)=(1a)+(1b)	Total	231 131	218 543	-12 588	-5%
Encargo de Energia					
(2a)	Tejo Energia	131 363	94 379	-36 984	-28%
(2b)	Turbogás	65 697	65 499	-198	0%
(2)=(2a)+(2b)	Total	197 060	159 878	-37 182	-19%
Licenças de CO2					
(3a)	Tejo Energia	25 460	12 933	-12 527	-49%
(3b)	Turbogás	2 893	1 313	-1 580	-55%
(3c)	Receitas decorrentes de trocas de licenças EUA por CER	0	17	17	-
(3d)	Licenças - Outras	0	0	0	-
(3)=(3a)+(3b)+(3c)+(3d)	Total	28 353	14 263	-14 090	-50%
Receitas sem serviços de sistema					
(4a)	Tejo Energia	220 874	171 728	-49 145	-22%
(4b)	Turbogás	67 359	26 434	-40 925	-61%
(4)=(4a)+(4b)	Total	288 232	198 162	-90 070	-31%
Receitas com reserva e regulação terciária					
(5a)	Tejo Energia	9 000	7 226	-1 774	-20%
(5b)	Turbogás	0	18 469	18 469	-
(5)=(5a)+(5b)	Total	9 000	25 695	16 695	186%
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	1 629	1 515	-115	-7%
(7b)	Turbogás	1 989	329	-1 660	-83%
(7)=(7a)+(7b)	Total	3 618	1 844	-1 775	-49%
Diferencial de custo (sobrecusto CAE)					
(8a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)+(7a)	Tejo Energia	43 895	38 674	-5 220	-12%
(8b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)+(7b)	Turbogás	119 035	131 979	12 944	11%
(8c)=(3c)	Receitas decorrentes de trocas de licenças EUA por CER	0	17	17	-
(8d)=(3d)	Licenças - Outras	0	0	0	-
(8)=(8a)+(8b)+(8c)+(8d)	Total	162 929	170 671	7 741	5%

A diferença entre o verificado e o previsto decorre principalmente de uma redução, em 2013, das receitas relativamente aos valores previstos em tarifas de 2013, superior à redução dos custos previstos

para o mesmo ano garantindo uma margem superior ao previsto. Assim, as receitas sem serviços de sistema foram inferiores às previstas em cerca de 90 milhões de euros, correspondendo a -31% (considerando os serviços de sistema a redução foi de cerca de 25%, correspondendo a 73 milhões de euros), enquanto os custos foram inferiores aos previstos em 64 milhões de euros, correspondendo a uma redução de cerca de 14%, com especial destaque para a redução ocorrida ao nível dos encargos de energia.

Tanto os encargos de energia, como as receitas de mercado são analisados de seguida.

b) Encargo de energia e receitas de mercado

O encargo de energia e as receitas de mercado dependem das quantidades produzidas.

O Quadro 4-6 mostra que a quantidade de energia elétrica produzida pelas centrais com CAE em 2013 foi inferior ao previsto em 13,5%, isto é, em 570 GWh.

Quadro 4-6 - Produção prevista e verificada

Unidade: GWh

	Implícito no diferencial de custo previsto para 2013 (1)	Verificado 2013 (2)	% [(2)-(1)]/(1)
Tejo Energia	3 277	3 024	-7,7%
Turbogás	940	623	-33,8%
Total	4 217	3 647	-13,5%

Os custos variáveis unitários de produção foram superiores ao previsto, em cerca de 51%, na Turbogás e inferiores, em cerca de 22%, na Tejo Energia, conforme se pode observar no Quadro 4-7.

Quadro 4-7 - Custo variável unitário de produção sem CO₂

Unidade: €/MWh

	Implícito no diferencial de custo previsto para 2013 (1)	Verificado 2013 (2)	% [(2)-(1)]/(1)
Tejo Energia	40,1	31,2	-22,2%
Turbogás	69,9	105,2	50,5%

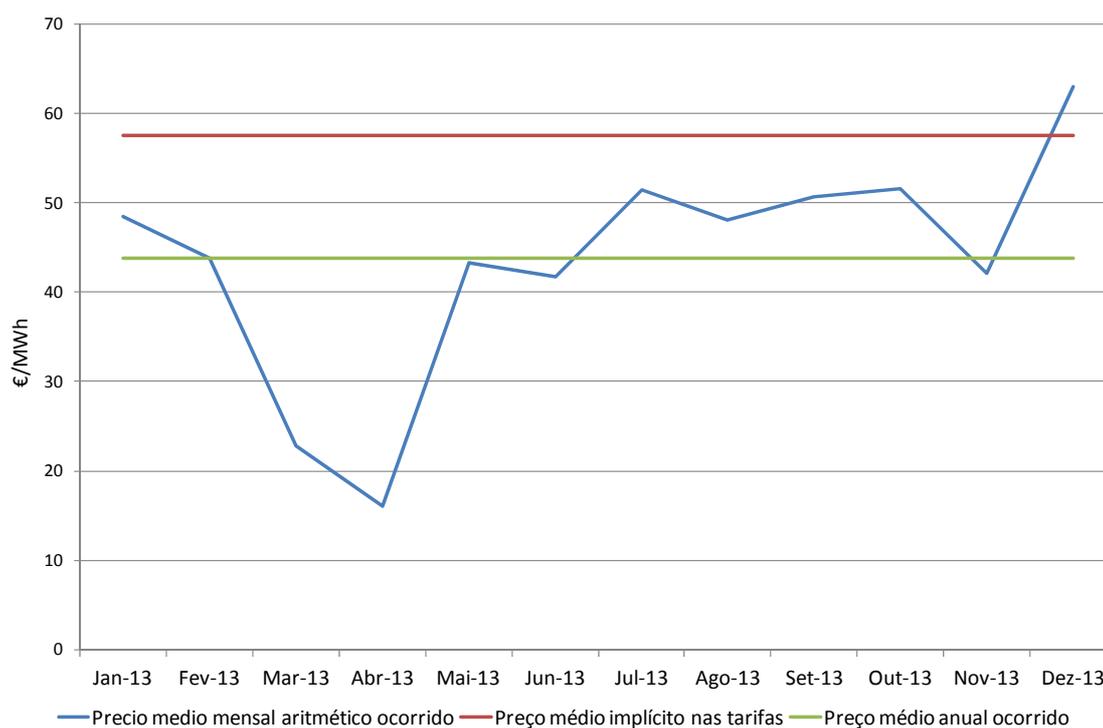
O Quadro 4-8 mostra o desvio ocorrido ao nível da receita unitária nas duas centrais com CAE.

Quadro 4-8 - Receita unitária de venda da energia elétrica

	Implícito no diferencial de custo previsto para 2013 (1)	Verificado 2013 (2)	Unidade: €/MWh % [(2)-(1)]/(1)
Tejo Energia	70,1	59,2	-15,7%
Turbogás	71,6	72,1	0,6%

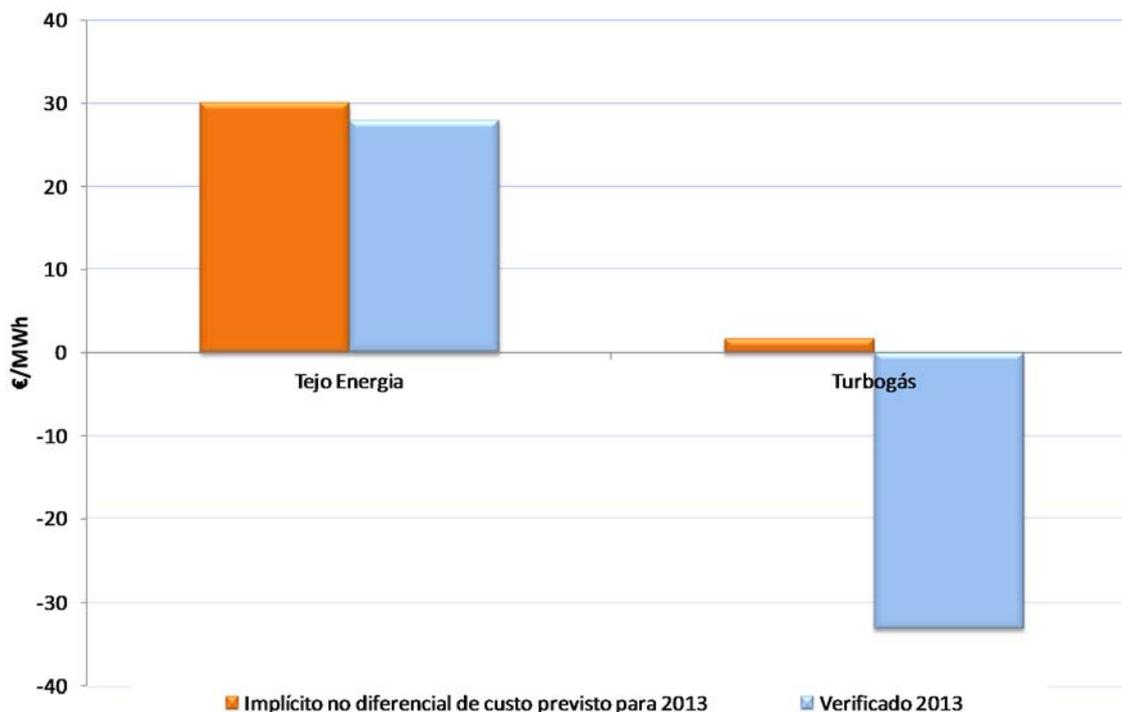
As receitas unitárias da Tejo Energia foram inferiores às previstas em cerca de 16%, enquanto na central da Turbogás as receitas unitárias foram superiores em apenas 0,6%. Na globalidade, o facto do preço de mercado ter sido, em termos anuais, inferior ao previsto em cerca de 24%, explica que as receitas unitárias tenham também sido inferiores ao previsto em cerca de 13%, como se pode ver na Figura 4-1.

Figura 4-1 - Evolução do preço médio mensal de mercado no pólo português



O facto da redução das receitas unitárias na central da Tejo Energia ter sido inferior à redução dos custos unitários desta central, permitiu um desvio favorável do *mark-up*, como mostra a Figura 4-2.

Figura 4-2 - *Mark-up* em 2013



No caso da Turbogás, o crescimento das receitas unitárias foi inferior ao crescimento dos custos variáveis, resultando num *mark-up* negativo maior do que o previsto.

c) Encargo de potência

O encargo de potência é uma das principais componentes do custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE. Esta rubrica de custos está relacionada com o valor do investimento efetuado nas centrais, não variando com a produção de energia elétrica, mas sim com a disponibilidade declarada das centrais e com a evolução das variáveis monetárias às quais está indexada esta rubrica: taxa de inflação e taxa de juro de curto prazo.

O menor valor do encargo de potência face ao previsto, poder-se á dever, em parte, ao facto da taxa de inflação considerada, e da taxa de juro Euribor para cálculo do encargo de potência terem sido superiores às ocorridas.

Quadro 4-9 - Variáveis monetárias utilizadas no cálculo dos Encargos de Potência

	Implícito no diferencial de custo previsto para 2013	Verificado em 2013
Taxa de inflação	1,4%	0,7%
Euribor 3 meses	0,3%	0,2%

d) Mecanismo de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia e das licenças de emissão de CO₂ em 2013

O Despacho n.º 11210/2008, de 17 de abril, alterado pelas Diretiva n.ºs 7/2011 e 1/2013, da ERSE define dois mecanismos aplicáveis ao Agente Comercial, REN Trading: o mecanismo de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia (CAE) e o mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO₂.

No ano de 2013, o mecanismo de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia, I_{CVEE}, integrava dois incentivos com vista à promoção da gestão eficiente, por parte da REN Trading, das centrais que mantiveram os seus CAE. Os incentivos em causa são os seguintes:

- I₁, incentivo à eficiente oferta da energia da central da Turbogás no mercado diário;
- I₃, incentivo à otimização da produção da central a carvão da Tejo Energia.

Refira-se que o incentivo I₂, destinado a promover a eficiente contratação do gás natural consumido na central da Turbogás, esteve em vigor até 2011, tendo sido suprimido a partir de 2012, por revogação estabelecida na Diretiva n.º 7/2011, de 22 de dezembro. Na mesma ocasião foram alterados os limites aplicáveis aos incentivos I₁ e I₃ de 1 milhão de euros para 1,5 milhões de euros cada.

O Quadro 4-10 apresenta os resultados da aplicação dos incentivos que compõem o mecanismo I_{CVEE}.

Quadro 4-10 - Proveitos com o mecanismo de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia em 2013

Unid: EUR		
I₁	I₃	Total I_{CVEE}
(1)	(2)	(3)=(1)+(2)
1 500 000	1 500 000	3 000 000

A REN Trading alcançou o valor máximo permitido para ambos os incentivos. No que respeita ao incentivo I₃, o valor elevado da margem da produção da central da Tejo Energia em 2013 é o fator que justifica a obtenção do valor máximo para este incentivo.

No ano de 2013 já não foi aplicado o mecanismo de otimização da gestão de licenças de emissão de CO₂, dada a sua revogação pela ERSE através da Diretiva n.º 1/2013, de 2 de janeiro, decorrente de alterações legislativas no Comércio Europeu de Licenças de Emissão.

Assim, os limites definidos no Despacho n.º 11210/2008, através do qual a soma dos resultados proporcionados pelos incentivos constantes do mecanismo I_{CVEE} com os resultados proporcionados pelo incentivo I_{CO2} não podia ultrapassar 5,72 milhões de euros, deixa de fazer sentido, pois segundo a Diretiva n.º 7/2011, de 22 de dezembro, os limites aplicáveis aos incentivos existentes, I₁ e I₃ são 1,5 milhões de euros para cada incentivo.

AJUSTAMENTO PROVISÓRIO EM 2014 DO DIFERENCIAL DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA AOS PRODUTORES COM CAE

O desvio provisório de 2014 é de -23 114¹⁹ milhares de euros incluindo juros, à taxa EURIBOR a 12 meses, calculada com base na média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2014, acrescida de 1,5 pontos percentuais.

O Quadro 4-11 apresenta o cálculo deste desvio.

¹⁹ Um desvio de sinal negativo significa valor a recuperar pela empresa.

Quadro 4-11 - Cálculo do ajustamento provisório da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, em 2014

		Unidade 10 ³ EUR
		2014
1	Sobrecusto recuperado pela GGS	163 549
2	Sobrecusto com a aquisição de energia provisional	151 035
3	Ajustamento t-1	-13 411
4	Ajustamento t-2	-18 764
5	Incentivos CAE e CO2 t-1	3 000
A = 1 - (2-3-4+5)	Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC [(1)-[(2)-(3)-(4)+(5)+(6)]]	-22 662
i_{t-1}	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de 2014 + spread	1,995%
B = A * (1+i_{t-1})	Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC atualizado para t	-23 114

No ponto seguinte serão analisados o ajustamento entre os valores previstos e estimados para 2014 do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE, bem como os valores estimados para os mecanismos desenvolvidos pela ERSE.

a) Análise do diferencial de custo

O Quadro 4-1 apresenta os valores do diferencial de custo estimado para 2014 pela ERSE, com base em dados verificados até agosto de 2014, comparando-os com os valores previstos o ano anterior pela ERSE nas tarifas de 2014.

Quadro 4-12 - Análise do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE estimado para 2014

		Unidade: 10 ³ EUR		
		2014 Tarifas (1)	2014 Tarifas 2015 (2)	[(2)-(1)]/(1) %
Encargo de Potência				
(1a)	Tejo Energia	108 197	109 020	0,8%
(1b)	Turbogás	109 537	109 961	0,4%
(1)=(1a)+(1b)	Total	217 734	218 981	0,6%
Encargo de Energia				
(2a)	Tejo Energia	98 908	67 113	-32,1%
(2b)	Turbogás	57 473	49 103	-14,6%
(2)=(2a)+(2b)	Total	156 381	116 216	-25,7%
Licenças de CO2				
(3a)	Tejo Energia	14 122	13 930	-1,4%
(3b)	Turbogás	1 331	1 333	0,1%
(3)=(3a)+(3b)	Total	15 454	15 263	-1,2%
Receitas sem serviços de sistema				
(4a)	Tejo Energia	201 380	149 920	-25,6%
(4b)	Turbogás	44 899	24 775	-44,8%
(4)=(4a)+(4b)	Total	246 279	174 695	-29,1%
Receitas com reserva e regulação terciária				
(5a)	Tejo Energia	9 085	6 109	-32,8%
(5b)	Turbogás	6 427	20 549	-
(5)=(5a)+(5b)	Total	15 512	26 658	71,9%
Saldo VPP				
(6a)	Tejo Energia	0	0	-
(6b)	Turbogás	0	0	-
(6)=(6a)+(6b)	Total	0	0	-
Pagamentos da tarifa de URT a aplicar aos produtores com CAE				
(7a)	Tejo Energia	1 842	518	-71,9%
(7b)	Turbogás	528	1 410	166,8%
(7)=(7a)+(7b)	Total	2 370	1 928	-18,7%
Outros Custos				
(8a)	Tejo Energia	0	0	-
(8b)	Turbogás	0	0	-
(8)=(8a)+(8b)	Total	0	0	-
Diferencial de custo (sobrecusto CAE)				
(9a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)+(7a)+(8a)	Tejo Energia	12 604	34 552	174,1%
(9b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)+(7b)+(8b)	Turbogás	117 544	116 483	-0,9%
(10)=(9a)+(9b)	Total	130 149	151 035	16,0%

Estima-se que o diferencial de custos com os CAE seja superior ao previsto em cerca de 16,0%.

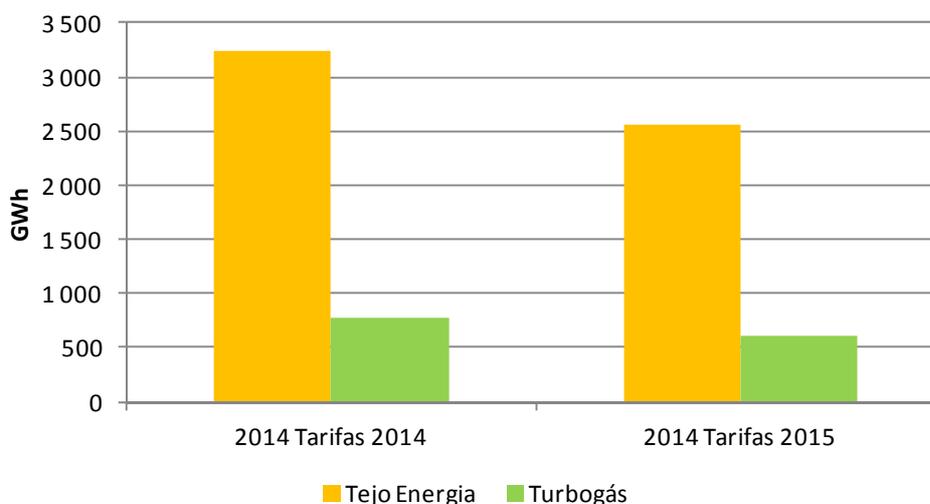
Este facto decorre pelo facto das receitas de venda de energia elétrica terem apresentado um decréscimo superior ao decréscimo verificado nas principais rubricas de custos com impacte nas margens de mercado, como se pode observar no Quadro 4-13.

Quadro 4-13 - Pressupostos considerados

		2014 Tarifas 2014	2014 Tarifas 2015
Tejo Energia	Preço médio do mercado em Portugal	53,5	41,6
	Receita unitária (com serviços sistema) €/MWh	64,8	61,0
	Custo variável com CO ₂	34,8	32,6
Turbogás	Preço médio do mercado em Portugal	53,5	41,6
	Receita unitária (com serviços sistema) €/MWh	66,4	73,3
	Custo variável com CO ₂	76,1	82,5

A produção estimada para 2014 deverá ficar abaixo do previsto em tarifas de 2014 nas duas centrais com CAE. O menor valor das margens não teve um impacto mais significativo fruto da evolução da produção de energia elétrica na central da Turbogás, cuja margem de mercado é negativa, pois a sua produção deverá ser inferior à prevista.

Figura 4-3 - Quantidades produzidas previstas e estimadas



b) Mecanismos de gestão dos CAE

No que respeita ao mecanismo de gestão dos CAE, no ano de 2014 entraram em vigor novas regras para a eficiente gestão dos CAE. Neste sentido, a ERSE considera para 2014, em termos provisionais, o montante de 3 milhões de euros para estes incentivos.

4.2 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 para 2015, bem como a descrição e justificação das decisões tomadas pela ERSE respeitantes às atividades reguladas da entidade concessionária da RNT para 2015.

4.2.1 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.

Os pontos abaixo apresentam o cálculo dos proveitos permitidos da atividade de GGS para o ano t , bem como o cálculo dos ajustamentos aplicáveis em $t-2$ e $t-1$.

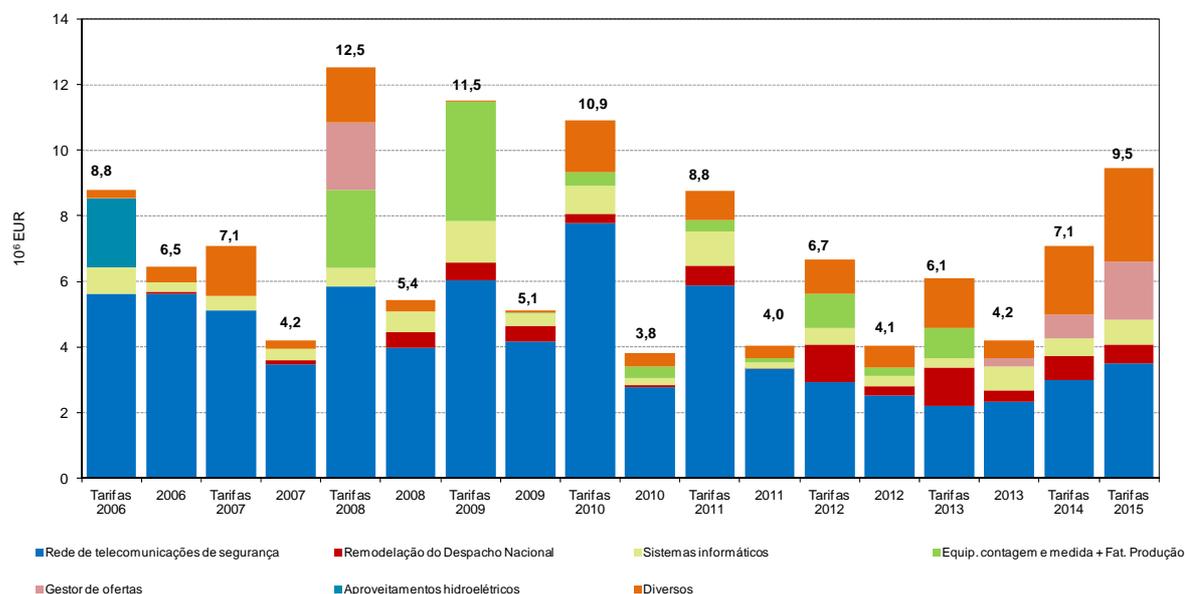
4.2.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

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*.

CUSTOS DIRETAMENTE RELACIONADOS COM A ATIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

Na Figura 4-4 pode ser observada a evolução dos valores de investimento ocorridos entre 2006 e 2013, bem como os valores aceites pela ERSE no cálculo das tarifas de 2006 a 2015.

Figura 4-4 - Investimento a custos técnicos na atividade de Gestão Global do Sistema entre 2006 e 2015



Da análise da Figura 4-4, verifica-se que, no período em análise, o grau de realização do investimento nunca superou o previsto em tarifas. Realça-se também que o investimento atingiu o valor mínimo no ano de 2010, tendo vindo a recuperar lentamente, situando-se, no último ano real (2013), em níveis semelhantes aos de 2007.

Quadro 4-14 - Custos de exploração líquidos de proveitos de exploração que não resultam da aplicação da tarifa de UGS

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2014	Tarifas 2015	Desvio (Tarifas 2015 - Tarifas 2014)	
			Valor	%
Materiais Diversos	0	0		
Fornecimentos e Serviços Externos	13 640	13 779	139	1,0%
Gastos com Pessoal	5 641	6 075	434	7,7%
Outros Gastos Operacionais	1 924	22	-1 902	-98,9%
Impostos	258	291	34	13,1%
Provisões	0	0		-
Custos regulação	21 462	20 167	-1 295	-6,0%
Prestação de serviços	81	155	74	90,6%
Outros Proveitos Operacionais	1 965	2 247	282	14,4%
Trabalhos Própria Empresa	825	1 151	326	39,5%
Rendas de Prédios	22	27	4	19,9%
Proveitos regulação	2 894	3 580	686	23,7%
Custos de exploração líquidos dos proveitos de exploração que não resultam da aplicação das tarifas de UGS	18 568	16 587	-1 981	-10,7%

Na análise do Quadro 4-14 verifica-se uma redução, na ordem dos 2 milhões de euros, dos custos de exploração líquidos de proveitos, em Tarifas 2015. Esta variação é sobretudo motivada pela inclusão, em Tarifas 2014, do montante de 1,9 milhões por conta dos serviços de sistema de Tunes, não se prevendo qualquer valor para estes serviços em Tarifas 2015.

a) Taxa de remuneração do ativo

De acordo com estabelecido no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, a taxa de remuneração a aplicar para a atividade de GGS é de 6,40% para Tarifas 2015.

Os proveitos permitidos de 2015 incluem o ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2014, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2014, conforme se pode observar no capítulo 4.2.1.2.

b) Custos com interruptibilidade

Para o ano de 2015 foi considerado um montante previsional de 78,7 milhões 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:

- 21,7 milhões de euros, correspondente à estimativa para o custo com o serviço de interruptibilidade prestado no ano de 2014, por instalações abastecidas em Muito Alta Tensão e que tenham uma potência média anual superior a 50 MW. A este valor acrescem 755 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.
- 56,3 milhões de euros, correspondente à previsão para os custos com o serviço de interruptibilidade em 2015, 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.

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

a) 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 4-15 - Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas

Unidade: 10³ EUR

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	T2014	T2015
Custo RAA													
% da RAA na UGS ^[1]	12,04%	13,60%	12,14%	0,00%	0,52%	8,7%	36,7%	13,1%	3,4%	7,1%	6,9%	5,9%	3,3%
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	62 712
% sobrecusto na TVCF	0,77%	0,98%	1,08%	0,00%	0,07%	1,65%	0,95%	4,59%	1,07%	2,00%	1,96%	1,67%	1,08%
Custo RAM													
% da RAM na UGS ^[1]	9,7%	9,6%	6,7%	0,0%	0,1%	5,3%	30,0%	12,3%	2,0%	5,8%	6,3%	5,3%	2,3%
sobrecusto RAM	24 159	28 402	26 473	0	894	50 576	38 686	74 198	33 082	91 272	99 808	84 308	43 675
% sobrecusto na TVCF	0,62%	0,69%	0,59%	0,00%	0,02%	1,00%	0,78%	4,30%	0,64%	1,63%	1,78%	1,51%	0,75%

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. Estes montantes devem ser 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 2015.

Quadro 4-16 - Custos com a convergência tarifária das RAs referentes a 2006 e 2007

Unidade: 10³ EUR

	Saldo em dívida em 2014	Juros 2015	Amortização 2015	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2015	Saldo em dívida em 2015
	(1)	(2)	(3)	(4) = (2)+(3)	(5) = (1) - (3)
EDA (BCP e CGD)	36 542	258	12 095	12 353	24 447
Convergência tarifária de 2006	12 884	91	4 264	4 355	8 619
Convergência tarifária de 2007	23 658	167	7 831	7 998	15 828
EEM (BCP e CGD)	20 360	144	6 739	6 883	13 621
Convergência tarifária de 2006	4 710	33	1 559	1 592	3 151
Convergência tarifária de 2007	15 650	111	5 180	5 291	10 470

b) 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. Em tarifas de 2015 o valor será de 13,2 milhões de euros.

c) 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 subseqüente 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 2015 tiveram o seguinte tratamento:

- Investimentos transferidos para a exploração em 2014 – 492 milhares de euros;
- Investimentos em curso no final de 2014 – 247 milhares de euros²⁰;
- Taxa média de amortização dos ativos em exploração de 7,76%.

O Quadro 4-17 apresenta o cálculo dos proveitos a Enondas a incluir na tarifa de Uso Global do Sistema.

Quadro 4-17 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos da Enondas

		Unidade: 10 ³ EUR	
		Tarifas 2014	Tarifas 2015
A = 1 + 2 * 3	Custos com capital	344	382
1	Amortização dos ativos líquidos de participações	191	221
2	Valor médio dos ativos fixos afetos à concessionária da Zona Piloto líquidos de participações e de amortizações	1 893	2 084
3	taxa de remuneração do ativo fixo afecto à concessionária da Zona Piloto	8,06%	7,76%
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		
D = A + B - C	Custos com a concessionária da Zona Piloto (A + B - C)	344	382

d) Custos com os Incentivos à Garantia de Potência

O regime de atribuição de incentivos à garantia de potência é enquadrado pela Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto. Este diploma prevê as modalidades de incentivo à disponibilidade, que visa promover a

²⁰ Este valor inclui encargos indiretos e financeiros imputados ao investimento.

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

Este diploma contempla igualmente 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.

O período de atribuição destes incentivos é de 10 anos após o início de exploração para os centrais hidroelétricas, enquanto para as centrais termoelétricas a atribuição do incentivo à disponibilidade vigora até à cessação da licença de exploração²¹.

Com este quadro legislativo 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 meses²², adicionada de um *spread*, conforme previsto no Regulamento Tarifário.

Neste contexto legal, o cálculo dos proveitos de 2015 deverá incluir na atividade de Gestão Global do Sistema o montante respeitante ao incentivo ao investimento dos centros hídricos respeitante ao ano de 2014, acrescido de juros. De acordo com informação prestada pela DGEG, na presente data nenhum centro electroprodutor ou grupo gerador hídrico foi objeto de reconhecimento de elegibilidade, pelo que no cálculo tarifário não foi considerado qualquer montante associado aos incentivos à garantia de potência.

e) Medidas de sustentabilidade do SEN decorrentes da legislação em vigor

Em Tarifas 2015 foi deduzido o montante de 114 milhões de euros aos custos de interesse económico geral (CIEG) relativos ao diferencial de custo com os CAE, decorrente das medidas enquadradas pela Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro e pelos Despachos n.º 12597-A/2014 e n.º 12597-B/2014, do Gabinete do Secretário de Estado da Energia. Esta alteração decorre da implementação de medidas de sustentabilidade do SEN, nomeadamente ao nível da redistribuição, entre níveis de tensão, dos montantes ainda não utilizados do valor de equilíbrio económico-financeiro dos direitos de utilização do

²¹ A Portaria n.º 251/2012 estabelece a produção de efeitos do incentivo à disponibilidade no ano civil seguinte ao da data de cessação do Programa de Assistência Financeira a Portugal. Assim, o incentivo à disponibilidade vigorará a partir de 2015 e, nos termos do artigo 17.º da mesma Portaria, os pagamentos aos centros termoelétricos com elegibilidade reconhecida, receberão os pagamentos respeitantes a 2015 em 2016.

²² 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.

domínio público hídrico, bem como de transferências do Fundo de Sustentabilidade Sistêmica do Setor Energético.

PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA PARA 2015

O montante de proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT na atividade de Gestão Global do Sistema é dado pela expressão estabelecida no Artigo 84.º do Regulamento Tarifário e encontra-se calculado no Quadro 4-18.

Quadro 4-18 - Proveitos permitidos na atividade de Gestão Global do Sistema

		Unidade 10 ³ EUR	
		Tarifas 2014	Tarifas 2015
A	Custos de gestão do sistema	80 708	175 225
$CE_{GS,t}$	Custos de exploração líquidos dos proveitos de exploração que não resultam da aplicação das tarifas de UGS	18 568	16 551
$CC_{GS,t}$	Custo com capital	11 081	8 615
$Am_{GS,t}^{GS}$	Amortizações dos ativos fixos	7 087	7 315
$Act_{GS,t}^{GS}$	Valor médio dos ativos fixos líquidos de amortizações e participações	46 134	41 110
$r_{GS,t}$	Taxa de remuneração dos ativos fixos	9,00	6,40
	Ajustamento t-1 CAPEX	158	1 332
$ItrTggs,t$	Custos com interruptibilidade, no ano t	65 000	56 276
	Interruptibilidade t-1 (com juros) (portaria 1309/2010)	0	0
	Interruptibilidade t-1 (com juros) (portaria 215-A/2013)	13 000	22 452
$\Delta R_{GS,t-2}^T$	Ajustamento no ano t, dos custos de gestão do sistema tendo em conta os valores ocorridos em t-2	26 941	-71 330
B	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	367 879	135 025
$RAA_{Pol,t}$	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores	93 570	62 712
$RAA_{6607, Pol,t}$	Défice tarifários 2006 e 2007	12 356	12 353
	Convergência tarifária do ano t	81 214	50 359
$RAM_{Pol,t}$	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira	84 308	43 675
$RAM_{6607, Pol,t}$	Défice tarifários 2006 e 2007	6 885	6 883
	Convergência tarifária do ano t	77 423	36 792
$\Delta RA_{POL,t-1}^T$	Valor previsto do desvio da recuperação pelo operador da rede de transporte do custo com a convergência tarifária das RAs	-1 570	537
$R_{CVEE,t}^{AC}$	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	163 549	149 138
$MSPOL_{POL}^T$	Medidas de política energética com impacte na CVEE AC		114 376
$TER_{Pol,t} = TER_{PoiDPH,t} + TER_{PoiZPH,t}$	Parcela associada aos terrenos hídricos	13 386	13 167
$TER_{PoiDPH,t} = Am_{TerDPH,t}^{TerDPH} + Act_{TerDPH,t}^{TerDPH} \times r_{TerDPH,t}^{TerDPH} / 100$	Parcela associada aos terrenos afetos ao domínio público hídrico	12 705	12 495
$r_{TerDPH,t}^{TerDPH}$	Taxa de acordo com a legislação em vigor	0,06	0,10
$Am_{TerDPH,t}^{TerDPH}$	Amortizações dos terrenos afetos ao domínio público hídrico	12 549	12 227
$Act_{TerDPH,t}^{TerDPH}$	Valor médio dos terrenos afetos ao domínio público hídrico, líquido de amortizações e participações	280 625	268 251
$TER_{PoiZPH,t}$	Amortizações dos terrenos afetos à zona de proteção hídrica	681	672
$REG_{GS,t}$	Custos com a ERSE	5 113	5 630
$AdC_{Pol,t}$	Transferência para a Autoridade da Concorrência	406	356
$CGPPDA_{Pol,t}$	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	0
$EOPol,t$	Custos com a concessionária da Zona Piloto	344	382
$\Delta R_{Pol,t-2}^T$	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	5 867	25 122
C	Custos com o mecanismo de garantia de potência	2 640	0
D	Custos com o mecanismo de garantia de potência T2012	0	0
E	= A + B + C + D	451 228	310 250
F	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	163 549	149 138
G	= E - F	287 679	275 488

4.2.1.2 AJUSTAMENTOS

De acordo com o artigo 74.º do Regulamento Tarifário, os proveitos a proporcionar em 2015 pela tarifa de Uso Global do Sistema são ajustados pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2013 e os que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º1 do referido artigo aos valores verificados em 2013.

O ajustamento dos proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema relativamente ao ano de 2013 a repercutir nas tarifas de 2015 encontra-se calculado no Quadro 4-19 ²³.

²³ Um ajustamento de sinal positivo significa um valor a pagar pela empresa.

Quadro 4-19 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade GGS em 2013

		Unidade 10 ³ EUR	
		2013	Tarifas 2013
		10 ³ EUR	10 ³ EUR
A = a + b * c / 100 - d + e + f - g	Custos de gestão do sistema	130 509	115 289
a	Amortizações dos ativos fixos	6 337	6 466
b	Valor médio dos ativos fixos líquidos de amortizações e participações	43 125	43 298
c	Taxa de remuneração dos ativos fixos	8,06	9,00
d	Ajustamento CAPEX-t-1	1 627	1 627
e	Custos de exploração afetos à gestão do sistema, líquidos dos proveitos de gestão do sistema que não resultam da aplicação da Tarifa de UGS	16 475	18 888
f	Custos com interruptibilidade	74 682	56 500
g	Ajustamento no ano t, dos custos de gestão do sistema tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-31 164	-31 164
B = h + i + j + k + l + m	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	426 347	431 709
h	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores	109 829	109 829
i	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira	99 808	99 808
j	Valor previsto do desvio da recuperação pelo operador da rede de transporte do custo com a convergência tarifária das RAs	-10 075	-10 075
k	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	177 969	177 969
l	Parcela associada aos terrenos hídricos	21 568	21 414
	Parcela associada aos terrenos domínio público hídrico	20 884	20 730
	Taxa Sw ap interbancária de prazo mais próximo ao horizonte de amortização legal verificada no primeiro dia de cada período, divulgada pela Reuters, acrescida de spread de 50 basis points	2,75	2,69
	Amortizações dos terrenos afetos ao domínio público hídrico	12 830	12 830
	Valor médio dos terrenos afetos ao domínio público hídrico, líquido de amortizações e participações	293 314	293 314
	Parcela associada aos terrenos da zona de proteção hídrica	684	684
	Amortizações dos terrenos afectos à zona de proteção hídrica	684	684
m	Custos com a ERSE	5 113	5 113
n	Transferência para a Autoridade da Concorrência	406	406
o	Custos de gestão do PPDA	0	0
p	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, nomeadamente custos do OMP e OMI Clear	0	0
q	Custos com o PPEC	6 010	11 500
r	Custos com a concessionária da zona Piloto	100	126
s	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	4 531
C	Custos com o mecanismo de garantia de potência	0	2 640
D	Custos com o mecanismo de garantia de potência, referente a T2012	-38 463	-38 463
	Ajustamentos provisório do mecanismo de garantia de potência, referente a T2012 considerado em tarifas de 2013	38 463	
E = A + B + C + D	Proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS	556 855	511 175
F	Proveitos faturados com a tarifa de Uso Global do Sistema	513 157	
G = F - E	Diferença entre os proveitos faturados e os proveitos permitidos	-43 698	
H = G x (1+k) x (1+l)	Diferença entre os proveitos faturados e os proveitos permitidos atualizados para 2015	-45 478	
s	Valor previsto, em 2013, do desvio da recuperação pela REN do custo com a convergência tarifária das RAs, deduzido em 2014	537	
I = s x (1+l)	Valores provisórios relativos a 2013 considerados nas tarifas de 2014, atualizados para 2015	548	
J = H - I	Ajustamento em t, dos proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema facturados em t-2	-46 026	
k	i2012E Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários do ano 2013 + spread	2,036%	
l	i2013E Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de 2014 + spread	1,995%	
	Ajustamento definitivo da Interruptibilidade no âmbito da Portaria 215-A/2013, referente a t-2 e considerada nas Tarifas de t-1	-21	
t	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de Gestão Global do Sistema relativo ao ano t-1	158	
M = J - t x (1+l)	Ajustamento em t, dos proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema facturados em t-2	-46 208	

De seguida faz-se a análise do desvio, para as principais rubricas que o compõe.

ATIVO LÍQUIDO MÉDIO A REMUNERAR E AMORTIZAÇÕES

O ativo líquido a remunerar manteve-se em linha com os valores previstos em Tarifas 2013, destacando-se, no entanto, uma redução na ordem dos 30% ao nível do investimento a custos diretos, conforme se pode verificar no Quadro 4-20.

Quadro 4-20 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

	Unidade: 10 ³ EUR		
	2013 (1)	Tarifas 2013 (2)	Desvio [(1) – (2)] / (2)
Investimento Custos Técnicos	4 212	6 113	-31,1%
Activo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	221 917	221 083	0,4%
Investimento Directo	497	250	
Transferências p/ exploração	4 046	5 515	
Reclassificações, alienações e abates	-242	944	
Saldo Final (2)	226 218	227 792	-0,7%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	176 790	176 839	0,0%
Amortizações do Exercício	6 392	6 521	
Regularizações	-169	0	
Saldo Final (4)	183 013	183 360	-0,2%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	1 068	1 068	0,0%
Comparticipações do ano	0	0	
Amortizações do ano	55	55	
Saldo Final (6)	1 013	1 013	0,0%
Activo líquido a remunerar			
Valor de 2011 (7) = (1) – (3) – (5)	44 059	43 176	2,0%
Valor de 2012 (8) = (2) – (4) – (6)	42 192	43 419	-2,8%
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	43 125	43 298	-0,4%

TAXA DE REMUNERAÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL

No período de regulação 2012-2014, o custo de capital resultou das *yields* das Obrigações do Tesouro a 5 anos dos cinco principais países da Zona Euro cotados com AAA²⁴, fixado para o período de regulação, acrescido de um majorante que internaliza o prémio de risco de mercado. Este majorante usa como base de indexação a cotação média dos CDS²⁵ da República Portuguesa a 5 anos, calculada nos 12 meses terminados no mês de setembro anterior ao ano a que diz respeito as tarifas. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2013 foi de 9,00% para remunerar os ativos da atividade de GGS. Devido à evolução das cotações médias dos CDS da República Portuguesa em 2014, a taxa de remuneração final para esse ano corresponde a 8,06%, tal como mencionado no documento “Proveitos permitidos das empresas reguladas do setor elétrico em 2014”, publicado pela ERSE.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2013, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2014, foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2013.

CUSTOS DE EXPLORAÇÃO AFETOS À GESTÃO DO SISTEMA, LÍQUIDOS DOS PROVEITOS DE GESTÃO DO SISTEMA QUE NÃO RESULTAM DA APLICAÇÃO DA TARIFA DE UGS

A parcela ($CE_{GS,t}$) apresenta-se seguidamente no Quadro 4-21.

²⁴ Foram considerados os seguintes países: Alemanha, Áustria, Finlândia, Holanda e França.

²⁵ *Credit Default Swaps*.

Quadro 4-21 - Custos de exploração afectos à gestão do sistema, líquidos dos proveitos de gestão do sistema que não resultam da aplicação da Tarifa de UGS

Unidade: 10³ EUR

	2013	Tarifas 2013	Desvio (2013- Tarifas 2013)	
			Valor	%
Custos operacionais	19 839	20 831	-992	-4,8%
Trabalhos Própria Empresa (TPE)	1 120	1 222	-102	-8,4%
Custos de exploração líquidos de TPE	18 719	19 610	-890	-4,5%
Serviços de sistema	0	1 300	-1 300	
Custos de exploração afectos à gestão do sistema	18 719	20 910	-2 190	-10,5%
Proveitos afectos à exploração (excluindo TPE)	2 245	2 021	223	11,0%
Custos de exploração afectos à gestão do sistema, líquidos dos proveitos de gestão do sistema que não resultam da aplicação da Tarifa de UGS	16 475	18 888	-2 413	-12,8%

A redução de 13% nos custos de exploração líquidos dos proveitos resulta, essencialmente, de medidas implementadas pela empresa para a redução dos custos operacionais, a par do facto dos custos com serviços do sistema da central de Tunes (1,3 milhões de euros) terem sido cobertos com parte do montante recebido com as rendas de congestionamento nas interligações.

INTERRUPTIBILIDADE

Em 2013 os custos com interruptibilidade ascenderam a 87,4 milhões de euros, englobando 12,8 milhões de euros respeitantes ao serviço de interruptibilidade prestado por instalações abastecidas em Muito Alta Tensão e que tenham uma potência média anual superior a 50 MW. Atendendo à redação do regime legal da interruptibilidade dada pela Portaria n.º 215-A/2013, de 1 de julho, a repercussão tarifária dos montantes pagos a este segmento de prestadores do serviço de interruptibilidade é efetuada no ano subsequente, com acréscimo de juros.

Assim, para efeitos do ajustamento dos custos com interruptibilidade referentes ao ano de 2013, foram deduzidos aos custos totais com interruptibilidade indicados pela REN o montante pago ao segmento de instalações acima referido, sendo o valor daí resultante de 74,6 milhões de euros. Este valor é superior ao previsto nas tarifas de 2013 em cerca de 18 milhões de euros.

CUSTOS COM OS INCENTIVOS À GARANTIA DE POTÊNCIA

Segundo a informação prestada pela DGEG, em 2013 não foram efetuados quaisquer pagamentos a centros electroprodutores relativos aos incentivos à garantia de potência, com o enquadramento da Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto. O valor considerado neste regime legal no cálculo tarifário de 2013 foi de 2 640 milhares de euros.

No cálculo tarifário de 2013, como consequência da revogação do anterior regime de garantia de potência²⁶, procedeu-se a um ajustamento aos valores de garantia de potência relativos a 2012. Em tarifas de 2014 foi considerado o ajustamento definitivo à garantia de potência de 2012, com base nos valores reais efetivamente pagos aos produtores. Neste sentido o ajustamento em 2015 referentes aos proveitos permitidos de 2013 reflete a anulação do ajustamento provisório incorporado nas tarifas de 2013, num montante de cerca de 38 milhões de euros.

CUSTOS COM O PLANO DE PROMOÇÃO DE EFICIÊNCIA NO CONSUMO

No ajustamento de 2013 a repercutir em 2015 foram considerados 5 724 712 euros resultantes de orçamentos não executados e juros sobre pagamentos não efetuados em 2013 relativamente a três edições do Plano de Promoção de Eficiência no Consumo (PPEC). Em baixo é apresentado o detalhe da execução do PPEC.

PPEC 2008

O PPEC 2008 foi encerrado nas tarifas de 2013, com a devolução aos consumidores do valor sobranete. Todavia, posteriormente verificou-se o pagamento de 15 000 euros a um dos promotores, após a clarificação de uma matéria relativa ao registo na base *de minimis*, que aguardava parecer da entidade responsável pelo registo na base *de minimis*. Deste modo, é necessário devolver à REN este montante.

PPEC 2009-2010

Tendo a REN efetuado pagamentos no valor de 1 812 968 euros em 2013, é necessário devolver aos consumidores 187 075 euros relativos a juros sobre o valor que a REN dispunha no final do ano de 2013 para pagamentos em 2014 (9 188 365 euros). Adicionalmente, algumas medidas do PPEC 2009-2010 foram concluídas e executadas com um custo inferior ao inicialmente previsto, tendo o valor remanescente (1 277 999 euros) que ser devolvido aos consumidores.

²⁶ Portaria n.º 765/2010, de 20 de agosto, revogada pela Portaria n.º 139/2012, de 14 de maio, com efeitos em junho de 2012

A ERSE irá elaborar um relatório de execução final, contendo um balanço global de implementação das medidas do PPEC 2009-2010, que terminaram a sua execução em 2012, procurando assim uma maior projeção e conhecimento do público sobre esta iniciativa.

PPEC 2011-2012

Tendo a REN efetuado pagamentos no valor de 1 609 892 euros em 2013, é necessário devolver aos consumidores 320 136 euros relativos a juros sobre o valor que a REN dispunha no final do ano de 2013 para pagamentos em 2014 (15 723 767 euros). Adicionalmente, algumas medidas do PPEC 2011-2012 foram concluídas e executadas com um custo inferior ao inicialmente previsto e houve desistências de outras medidas, tendo o orçamento correspondente (3 296 229 euros) que ser devolvido aos consumidores.

PPEC 2013-2014

A implementação do PPEC 2013-2014 apenas se iniciou em janeiro de 2014 pelo que é necessário devolver aos consumidores 230 211 euros relativos a juros sobre o valor que a REN dispunha no final do ano de 2013 para pagamentos em 2014 (11 307 000 euros). Adicionalmente foi comunicada à ERSE a desistência de implementação de uma medida, devido à sua aprovação parcial, tendo o orçamento correspondente (193 000 euros) que ser devolvido aos consumidores.

Resumo

Para determinar o ajustamento relativo a t-2, há que considerar o acima exposto para cada uma das implementações analisadas, sintetizando-se no quadro seguinte os valores a devolver aos consumidores no âmbito do PPEC.

Quadro 4-22 - Resumo ajustamento PPEC t-2

	PPEC 2008	PPEC 2009-2010	PPEC 2011-2012	PPEC 2013-2014	Total
Valor não executado	- 15 000	1 277 999	3 296 229	193 000	4 752 228
Juros sobre pagamentos não efetuados ano t-2		187 075	320 136	230 211	737 422

Assim, em termos globais, o ajustamento relativo a t-2 corresponde aos juros a devolver aos consumidores, no valor de 737 422 euros, adicionado do valor já conhecido como sobrança das três edições do PPEC a devolver aos consumidores, 4 752 228 euros. De referir que sobre o valor dos juros não incidirá atualização adicional para 2015.

VALOR PREVISTO DO DESVIO DA RECUPERAÇÃO DO ORT DO CUSTO COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA PAGO DURANTE O ANO DE 2014

O Quadro 4-23 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 4-23 - Valor previsto do desvio da recuperação do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, pago durante o ano t-1

		Unidade 10 ³ EUR
		2014
1	Custos com a convergência tarifária da RAA previsto em 2013 para tarifas 2014	93 570
2	Custos com a convergência tarifária da RAM previsto em 2013 para tarifas 2014	84 308
3	Proveitos a recuperar pela REN, no âmbito da GGS, previsto em 2013 para tarifas 2014	451 228
4 = 5*6*1000	Valor previsto dos proveitos faturados pela aplicação da tarifa de UGS em 2014	452 564
5	quantidades (GWh)	48 547
6	tarifa (€/kWh)	0,00932
7	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de 2014	0,495%
8	<i>Spread no ano t-1</i>	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	537

ACERTO PROVISÓRIO NO CAPEX DE 2014

Foi realizado um ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2014 da GGS, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2014. O valor referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é apresentado no quadro infra.

Quadro 4-24 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2014 da GGS

		Unidade 10 ³ EUR
		T2015
	Valor do custo com capital da atividade de Gestão Global do Sistema previsto em 2013 para tarifas de 2014	Tarifas 2014
1	Custo com capital [(1) = (2) + (3) * (4)]	11 239
2	Amortizações dos activos fixos	7 087
3	Valor médio dos activos fixos líquidos de amortizações e participações	46 134
4	Taxa de remuneração dos activos fixos	9,00%
	Valor do custo com capital da atividade de Gestão Global do Sistema estimado em 2014 para 2014	2014 em 2014
5	Custo com capital [(5) = (6) + (7) * (8)]	9 934
6	Amortizações dos activos fixos	6 703
7	Valor médio dos activos fixos líquidos de amortizações e participações	41 637
8	Taxa de remuneração dos activos fixos	7,76%
9	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de 2014	0,495%
10	Spread no ano t-1	1,500%
11 = [(1 - 5) * (1 + (9 + 10))]	Ajustamento provisório de 2013 do Custo com Capital da Atividade de Gestão Global do Sistema	1 332

(-) significa ajustamento devolver à tarifa

(+) significa ajustamento a devolver à empresa

4.2.2 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.

Os pontos abaixo apresentam o cálculo dos proveitos permitidos da atividade de TEE para o ano t, bem como o cálculo dos ajustamentos aplicáveis em t-2 e t-1.

4.2.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS

Desde o período de regulação 2009-2011 que a atividade de Transporte de Energia Elétrica é regulada através da aplicação de incentivos, com incidência quer no CAPEX quer no OPEX. Para o período de regulação 2015-2017, a ERSE decidiu estender a aplicação destes incentivos, embora com as adaptações necessárias para melhorar os sinais económicos transmitidos à empresa.

A definição dos parâmetros subjacentes a esta metodologia de regulação encontram-se explicadas no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, que acompanha o documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de 2015-2017”.

Acresce referir que, não tendo sido ainda aprovado o PDIRT da empresa, e tendo em conta a incerteza subjacente a este facto, para cálculo do ativo fixo médio líquido a remunerar foram consideradas apenas 95% das transferências de imobilizado para exploração previstas pela empresa para 2015.

a) Custos operacionais de exploração e custos incrementais

Para o período regulatório 2015-2017 procedeu-se à redefinição dos parâmetros a aplicar durante o novo período regulatório para os custos de exploração e custos incrementais, nomeadamente ao nível da redefinição da base de custos de exploração e dos custos unitários incrementais associados à extensão da rede e ao número de painéis em subestações, bem como reavaliadas as metas de eficiência a aplicar. A metodologia de determinação destes valores deverá ser consultada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”.

O Quadro 4-25 apresenta os valores aplicados para Tarifas 2015, bem como os fatores de eficiência propostos para os anos subsequentes.

Quadro 4-25 - Custos de exploração e custos incrementais da atividade de TEE

TEE	2015	2016	2017
Componente fixa (milhares de EUR)	31 578		
Fator de eficiência custos de exploração		1,50%	1,50%
Custos incrementais por km de rede (EUR/km rede)	395		
Fator de eficiência km de rede		1,50%	1,50%
Custos incrementais por nº de painéis (EUR/painel)	5 030		
Fator de eficiência n.º de painéis		1,50%	1,50%

b) Valorização de investimentos a custos de referência

O mecanismo de valorização dos investimentos da Rede Nacional de Transporte de eletricidade a custos de referência foi revisto para o período de regulação que agora se inicia, nos termos descritos no capítulo 2 do documento “Parâmetros de regulação para o período de 2015 a 2017”.

Para os investimentos cuja transferência para exploração está prevista para 2014 e 2015, os custos previsionais dos investimentos indicados pela empresa são iguais ao respetivo custo de referência, pelo que a aplicação do mecanismo origina a valorização do ativo ao custo de referência e a sua remuneração à taxa com prémio. Sobre esta temática, refira-se que na revisão do Despacho n.º 14 430/2010, de 15 de setembro, para vigorar no período regulatório de 2015 a 2017, será introduzida uma disposição no sentido de serem considerados no cálculo de proveitos do ano t os ativos transferidos para exploração nos anos t-1 e t, valorizados a custos de referência em consonância com a caracterização física indicada.

Neste contexto, a ERSE considerou para efeitos de cálculo dos proveitos para 2015, o investimento a transferir para exploração em 2014 e 2015 valorizado a custos de referência determinados pela ERSE. Esta valorização tem por base a caracterização técnica dos investimentos previsto disponibilizada pela REN e os processos de atualização e de eficiência 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 o mecanismo prevê a aplicação de taxas de referência, sobre os custos diretos externos, relativas a encargos de estrutura e de gestão e a encargos financeiros, sendo a última dependente da tipologia do investimento. Para as taxas o Despacho n.º 14 430/2010, de 15 de setembro, contempla uma metodologia de atualização anual. No caso dos encargos de estrutura e gestão, na revisão deste Despacho que vigorará no período regulatório de 2015 a 2017, a metodologia de atualização passará a incluir um fator de eficiência.

O quadro seguinte apresenta um resumo dos valores a custos totais de referência dos investimentos em subestações e linhas, incluindo remodelações, cuja remuneração do capital incluída nos proveitos permitidos em 2015 foi calculada à taxa com prémio.

Quadro 4-26 - Imobilizado a custos de referência relativo a investimento transferido para exploração em 2014 e 2015

Unidade: 10³ EUR

	2014	2015
Imobilizado aceite a custos de referência c/ prémio na taxa de remuneração	132 601	138 728
Subestações	75 414	62 549
Linhas	57 187	76 179

Nota: Valores a custos totais.

Fonte: ERSE, REN

c) 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 para efeitos de aplicação deste incentivo:

- Linhas – Valor do ativo bruto, que se encontra a preços de 1992;

- Transformadores²⁷ – 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 Quadro 4-27 sintetiza os valores utilizados no cálculo deste incentivo para os proveitos permitidos de 2015. O valor do ativo em fim de vida útil para cada tipo de equipamento decorre da informação prestada pela REN, designadamente a lista do imobilizado relativo a linhas e o cadastro de transformadores da RNT, que foram atualizados com a informação mais recente disponível. No que respeita aos sistemas de Comando e Proteção, que passaram a ser elegíveis para a aplicação deste incentivo, o valor do imobilizado em fim de vida útil no final de 2014 não foi indicado pela empresa, pelo que o valor do incentivo relativo a 2015 não foi incluído no presente exercício.

Quadro 4-27 - Incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil

Unidade: 10³ EUR

		T2014	T2015
(1)	Taxa de remuneração	10,50%	7,15%
(2)	Parâmetro do incentivo	50,0%	85,0%
Linhas			
(3)	Ativo em fim de vida útil aceite	320 262	330 931
(4)	N.º de anos de vida útil	30	30
(5) = (3) / (4)	Amortização do exercício	10 675	11 031
(6) = (5) x 0,5 x (1)	Remuneração do ativo em fim de vida útil	560	394
(7) = (5) + (6)	Custo com capital	11 236	11 425
(8) = (7) x (2)	Incentivo para Linhas	5 618	9 712
Transformadores			
(9)	Ativo em fim de vida útil aceite	155 412	178 818
(10)	N.º de anos de vida útil	30	30
(11) = (9) / (10)	Amortização do exercício	5 180	5 961
(12) = (11) x 0,5 x (1)	Remuneração do ativo em fim de vida útil	272	213
(13) = (11) + (12)	Custo com capital	5 452	6 174
(14) = (13) x (2)	Incentivo para Transformadores	2 726	5 248
(15) = (8) + (14)	Total do incentivo	8 344	14 959

d) Taxa de remuneração do ativo

De acordo com estabelecido no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, para os investimentos valorizados com base em custos reais a taxa de remuneração do ativo prevista para 2015 é de 6,40%. Para os investimentos que entraram em exploração a partir de 1 de janeiro de 2009,

²⁷ 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 75 pontos base, ou seja, a taxa de remuneração do ativo a custos de referência é de 7,15%.

Os proveitos permitidos de 2015 incluem o ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2014, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração conforme se pode observar no capítulo 4.2.2.2.

e) Custos de natureza ambiental

Conforme apresentado no Quadro 4-29, os custos aceites pela ERSE de natureza ambiental ascendem a 3 333 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 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 2015 cerca de 3 033 milhares de euros, tal como se pode verificar no Quadro 4-28.

Quadro 4-28 - Evolução dos montantes referentes a limpeza de florestas

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Limpeza de florestas	351	708	1 389	2 395	3 691	651	3 241	428	2 400	3 033

Unidade: 10³ EUR

Incluem-se ainda nesta rubrica 303 milhares de euros referentes a obrigações legais de desvios de linhas.

PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA PARA 2015

O montante de proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT na atividade de Transporte de Energia Elétrica é dado pela expressão estabelecida Artigo 88.º do Regulamento Tarifário. Para os proveitos permitidos previstos nessa fórmula, e tendo em conta os pontos anteriormente apresentados, apurou-se o montante de proveitos permitidos constante do Quadro 4-29.

Quadro 4-29 - Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica

		Unidade 10 ³ EUR	
		Tarifas 2014	Tarifas 2015
A	Custos de exploração [(1) + (2) x (3) + (4) x (5)]	40 780	31 819
1	Componente de custos de exploração	40 608	31 578
2	Custo incremental associado à extensão de rede	401	395
3	Variação da extensão de rede, em quilómetros	168	318
4	Custo incremental associado aos painéis de subestações	5 100	5 030
5	Variação do número de painéis de subestações	21	23
B	Custos associados com a captação e gestão de subsídios comunitários	0	0
C	Custos com capital [(7) + (8)]	301 669	235 602
7	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais [(a) + (b) x (c) - (d)]	161 511	125 934
a	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	72 107	72 554
b	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	1 076 725	1 038 739
c	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	9,00	6,40
d	Ajustamento t-1 CAPEX	7 502	13 100
8	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência [(e) + (f) x (g) - (h)]	140 158	109 667
e	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	43 288	47 098
f	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	1 032 163	1 103 272
g	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	10,50	7,15
h	Ajustamento t-1 CAPEX	11 507	16 314
D	Incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil [(9) x (10) x (1 + 0,5 x (11) + (12)]	8 344	14 959
9	Parâmetro associado ao incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil	50,0%	85,0%
10	Somatório dos investimentos em final de vida útil / n.º de anos de vida útil	15 856	16 992
11	Taxa de remuneração a aplicar aos equipamentos que após o final de vida útil se encontrem em exploração	10,50%	7,15%
E	Valor da compensação entre operadores das redes de transporte	3 000	-2 800
F	Custos de natureza ambiental	2 939	3 333
G	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano t	0	0
H	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-13 955	23 404
I	Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica [A + B + C + D + E + F + G - H]	370 688	259 509

4.2.2.2 AJUSTAMENTOS

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.

O ajustamento dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica em 2013 encontra-se calculado no Quadro 4-30.

Quadro 4-30 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade TEE em 2013

		Unidade 10 ³ EUR	
		2013	Tarifas 2013
		10 ³ EUR	10 ³ EUR
$A = 1 + (2^3/1000) + (4^5/1000)$	Custos de exploração	41 762	41 551
1	Componente de custos de exploração	41 308	41 098
2	Custo incremental associado à extensão de rede (€/km)	412	412
3	Variação da extensão de rede, em quilómetros	272	272
4	Custo incremental associado aos painéis de subestações (€/ painel)	5 244	5 244
5	Variação do n.º de painéis de subestações	65	65
B = 6 + 7	Custos com capital	282 740	302 183
$6 = a + b + c + d$	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	176 920	183 144
a	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	73 871	70 819
b	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	1 114 097	1 098 944
c	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	8,06%	9,00%
d	Ajustamento t-1 CAPEX	-13 420	-13 420
$7 = e + f + g + h$	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	105 820	119 039
e	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	34 985	37 759
f	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	912 149	930 031
g	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	9,56%	10,50%
h	Ajustamento t-1 CAPEX	16 373	16 373
$C = 8 \times 9 \times (1 + 0,5 \times 10) - 11$	Incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil	8 229	8 396
8	Parâmetro associado ao incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil	50,00%	50,00%
9	Somatório dos investimentos em final de vida útil / n.º de anos de vida útil	15 706	15 954
10	Taxa de remuneração a aplicar aos equipamentos que após o final de vida útil se encontrem em exploração	9,56%	10,50%
11	Ajustamento ao incentivo de 2009 e de 2010 a incorporar nas tarifas de 2013	0	0
D	Valor da compensação entre operadores das redes de transporte	-2 613	5 000
E	Custos de natureza ambiental	620	4 620
F	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, atualizados para o ano t, nomeadamente auditorias	6	6
G	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-14 435	-14 435
$H = A + B + C + D + E + F - G$	Proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Elétrica	345 177	376 191
I	Proveitos faturados da actividade de Transporte de Energia Elétrica por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte	387 256	
$12 = I - H$	Diferença entre os proveitos faturados e os proveitos permitidos	42 079	
$= 12 * (1+m) * (1+n)$	Diferença entre os proveitos faturados e os proveitos permitidos atualizado para t	43 792	
K	Incentivo à disponibilidade da rede de transporte, referente a t-2	1 000	
$L = J - K$	Ajustamento em t dos proveitos da actividade de Transporte de Energia Elétrica, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	42 792	
m	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários do ano 2013 + spread	2,036%	
n	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de 2014 + spread	1,995%	
tc _t	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais, relativo ao ano t-1	7 502	
tc _{ref}	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência, relativo ao ano t-1	11 507	
$O = L - tc_t * (1+m) - tc_{ref} * (1+n)$	Ajustamento em t, dos proveitos da actividade de Gestão Global do Sistema facturados em t-2	23 404	

CUSTOS OPERACIONAIS DE EXPLORAÇÃO E CUSTOS INCREMENTAIS

O valor dos custos de exploração para 2013 resulta da aplicação do mecanismo de custos incrementais, tendo sido apurados da seguinte forma: (i) custos operacionais apurados no ano de 2012, atualizados com IPIB t-1 e deduzidos do fator de eficiência e (ii) custos unitários incrementais por quilómetro de rede e por painel de subestação, reais de 2012, 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 Tarifas 2013.

VALORIZAÇÃO DE INVESTIMENTOS A CUSTOS DE REFERÊNCIA

Conforme previsto no artigo 13.º do Anexo I do Despacho n.º 14 430/2010, de 15 de setembro, a REN apresentou o relatório de auditoria à aplicação dos custos de referência em 2013, que pretende validar as características físicas do investimento transferido para exploração nesse ano, o respetivo custo de referência atualizado e sujeito a metas de eficiência, bem como o custo real, que permitem a aplicação deste mecanismo. Relativamente aos investimentos de 2013, refira-se também que a ERSE acompanhou as diferentes fases da realização da auditoria, incluindo verificações no terreno de alguns destes investimentos e análise aos procedimentos realizados pelo auditor em escritório, com vista à determinação dos custos reais.

À semelhança dos anos anteriores, o relatório de auditoria refere alguns pressupostos considerados pela empresa, relativos a aspetos que não se encontram explícitos no Despacho mencionado. Neste âmbito, importa assinalar que, desde a entrada em vigor do mecanismo, foram comunicadas à empresa algumas decisões da ERSE sobre detalhes da aplicação deste mecanismo, os quais têm vindo gradualmente a ser incorporados nos cálculos realizados pela empresa.

O Quadro 4-31 resume os resultados da aplicação do mecanismo de custos de referência aos investimentos na RNT transferidos para exploração em 2013.

Quadro 4-31 - Impacte da aplicação do mecanismo na base de ativos em 2013

	Custo real 10 ³ EUR			
Imobilizado sujeito à aplicação do mecanismo de custos de referência	172 886			
Subestações	96 239			
Linhas	76 647			
	Custo real 10 ³ EUR	% c/ prémio após aplicação do mecanismo	Custo de referência 10 ³ EUR	Δ % Custo Referência / Real
Imobilizado a custos de referência c/ prémio na taxa de remuneração	160 025	92,6%	168 597	5,4%
Subestações	89 187	92,7%	87 610	-1,8%
Linhas	70 837	92,4%	80 987	14,3%

Nota: Valores a custos totais (custos diretos externos + encargos de estrutura e gestão + encargos financeiros).

TAXA DE REMUNERAÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL

No período de regulação 2012-2014, o custo de capital resultou das *yields* das Obrigações do Tesouro a 5 anos dos cinco principais países da Zona Euro cotados com AAA²⁸, fixada para o período de regulação, acrescido de um majorante que internaliza o prémio de risco de mercado. Este majorante usa

²⁸ Foram considerados os seguintes países: Alemanha, Áustria, Finlândia, Holanda e França.

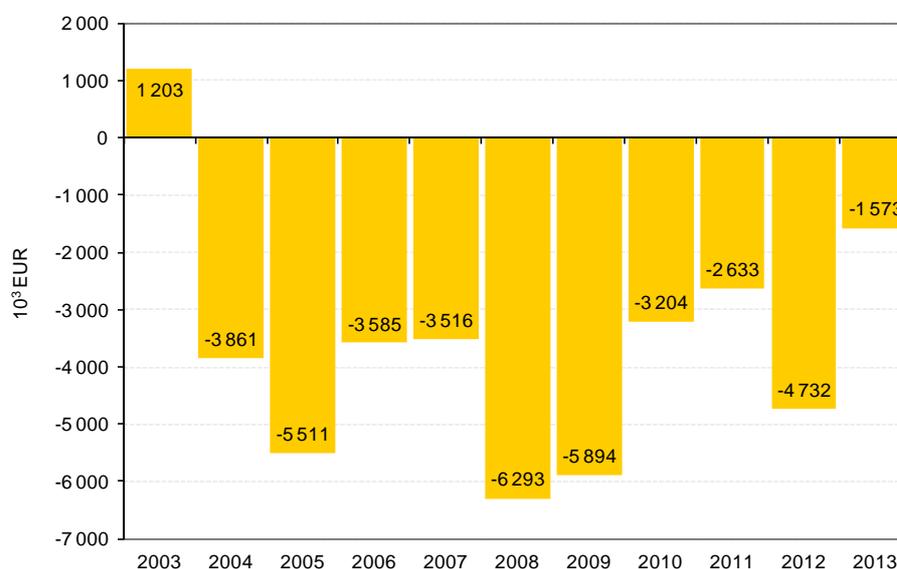
como base de indexação a cotação média dos CDS²⁹ da República Portuguesa a 5 anos, calculada nos 12 meses terminados no mês de setembro anterior ao ano a que diz respeito as tarifas. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2013 foi de 9,00% para remunerar os ativos valorizados a custos reais da TEE e de 10,50% para remunerar os ativos valorizados a custos de referência. Devido à evolução das cotações médias dos CDS da República Portuguesa em 2013 as taxas de remuneração finais para o ano de 2013 correspondem a 8,06% e 9,56%, respetivamente, tal como mencionado no documento “Proveitos permitidos das empresas reguladas do setor elétrico em 2014”, publicado pela ERSE.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2013, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2014, foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2013.

CUSTOS COM COMPENSAÇÃO ENTRE OPERADORES DA REDE DE TRANSPORTE

O crescimento das importações decorrentes de contratações no mercado liberalizado e das vendas da REN, acompanhado por uma redução da energia de trânsito levou a que a REN tivesse passado de uma situação de recebedora, em 2002 e 2003, para pagadora desde 2004, conforme se demonstra na Figura 4-5. O montante pago pela REN em 2013 ascende a 1 573 milhares de euros.

Figura 4-5 - Compensação entre TSO



²⁹ Credit Default Swaps.

A receita associada ao mecanismo de gestão conjunta da interligação Portugal - Espanha em 2013 atingiu 5 648 milhares de euros aos quais foram deduzidos 102 milhares de euros resultantes do saldo das ações coordenadas de balanço. Parte do valor foi utilizado para cobrir os custos com serviços de sistema (1 359 milhares de euros), conforme anteriormente referido, gerando um saldo remanescente em 31 de dezembro de 4 186 milhares de euros.

CUSTOS DE NATUREZA AMBIENTAL

Conforme apresentado no Quadro 4-30, os custos de natureza ambiental aceites pela ERSE ascendem a 620 milhares de euros, sendo que (i) 428 milhares de euros correspondem a custos com limpezas de florestas, (ii) -54 milhares de euros relativos ao saldo associado à obrigação legal de desvios de linhas; e (iii) 246 milhares de euros respeitam a custos com compensações sociais e ambientais, associadas ao reforço de infraestruturas no Douro Internacional. O quadro infra apresenta igualmente a variação entre o previsto para Tarifas 2013 e o ocorrido no mesmo ano.

Quadro 4-32 - Custos de natureza ambiental

Unidade: 103 EUR

	2013	Tarifas 2013	Variação %
Compensações sociais e ambientais	246	0	
Limpeza de florestas	428	4 200	-90%
Desvios de linhas obrigação legal	-54	420	113%
Custos de natureza ambiental	620	4 620	-87%

MECANISMO DE INCENTIVO AO AUMENTO DA DISPONIBILIDADE DOS ELEMENTOS DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE ELETRICIDADE

O artigo 124.º do Regulamento Tarifário prevê o mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT, que tem por objetivo promover a eficiência da operação e manutenção da RNT.

Em 2009 a ERSE publicou o referido mecanismo, sendo que a publicação dos respetivos parâmetros para o período regulatório 2012-2014 foi realizada em 2011.

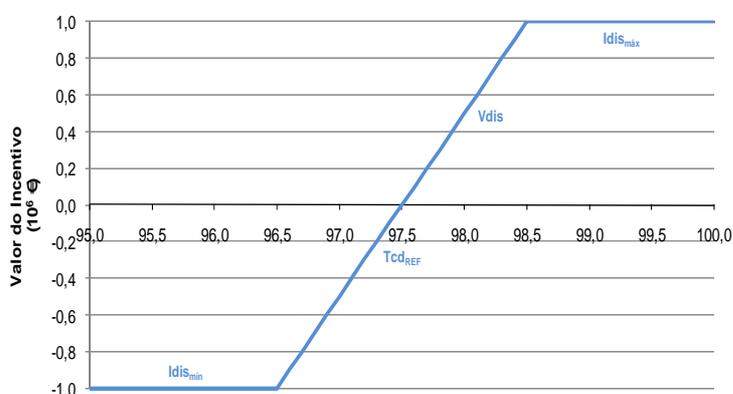
Para efeitos deste mecanismo, a disponibilidade da RNT é avaliada com base na taxa combinada de disponibilidade (T_{cd}), que resulta da ponderação das taxas de disponibilidade média das linhas ($T_{d_{cl}}$) e dos transformadores de potência ($T_{d_{tp}}$), através do parâmetro α , de acordo com a seguinte expressão:

$$T_{cd} = \alpha \times T_{d_{cl}} + (1 - \alpha) \times T_{d_{tp}}$$

Para cada ano, o valor do incentivo corresponde à valorização da diferença entre a taxa combinada de disponibilidade de referência (T_{cdREF}) e a disponibilidade efetiva da RNT. Caso a disponibilidade efetiva da RNT seja superior a T_{cdREF} , o incentivo traduz-se num prémio, caso contrário, o incentivo traduz-se numa penalidade. O valor do incentivo é limitado, quer no prémio ($I_{dism\acute{a}x}$) quer na penalidade ($I_{dism\acute{i}n}$) e simétrico relativamente ao valor de T_{cdREF} .

Na Figura 4-6 encontra-se representado o mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT com identificação dos parâmetros que o definem bem como os valores dos parâmetros fixados para o período regulatório 2012-2014.

Figura 4-6 - Mecanismo de Incentivo ao Aumento da Disponibilidade dos Elementos da RNT e respetivos valores dos parâmetros para 2012-2014



$$|I_{dism\acute{i}n}| = |I_{dism\acute{a}x}| = 1\,000\,000 \text{ euros}$$

$$T_{cdREF} = 97,5\%$$

$$V_{dis} = 1\,000\,000 \text{ euros}$$

$$\alpha = 0,75$$

Em 2013 aplicou-se pela quinta vez o mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT. A “taxa combinada de disponibilidade” da rede da RNT foi de 98,89%, superior ao valor de referência, 97,5%, dando assim lugar ao pagamento de um prémio de 1 milhão de euros, o que corresponde ao valor máximo do incentivo.

ACERTO PROVISÓRIO NO CAPEX DE 2014

Foi realizado um ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2014 da TEE, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa final para 2014. O valor referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é apresentado no quadro infra.

Quadro 4-33 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2014 da TEE

		Unidade 10 ³ EUR
		T 2015
	Valor do custo com capital da atividade de Transporte de Energia Eléctrica previsto em 2013 para tarifas de 2014	Tarifas 2014
1	Custo com capital referente a activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais [(1) = (2) + (3) * (4)]	169 013
2	Amortizações dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	72 107
3	Valor médio dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	1 076 725
4	Taxa de remuneração dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	9,00%
5	Custo com capital referente a activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência [(5) = (6) + (7) * (8)]	151 665
6	Amortizações dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	43 288
7	Valor médio dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	1 032 163
8	Taxa de remuneração dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	10,50%
	Valor do custo com capital da atividade de Transporte de Energia Eléctrica estimado em 2014 para 2014	2014 em 2014
9	Custo com capital referente a activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais [(9) = (10) + (11) * (12)]	156 169
10	Amortizações dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	73 484
11	Valor médio dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	1 065 622
12	Taxa de remuneração dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	7,76%
13	Custo com capital referente a activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência [(13) = (14) + (15) * (16)]	135 670
14	Amortizações dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	40 880
15	Valor médio dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	1 023 724
16	Taxa de remuneração dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	9,26%
17	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de 2014	0,495%
18	Spread no ano t-1	1,500%
19 = [(1 + 5 - 9 - 13) * (1 + (17 + 18))]	Ajustamento provisório de 2013 do Custo com Capital da Atividade de Transporte de Energia Eléctrica	29 414

(-) significa ajustamento devolver à tarifa

(+) significa ajustamento a devolver à empresa

4.3 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO

As atividades reguladas da EDP Distribuição são a atividade de Distribuição de Energia Eléctrica e a atividade de Compra e Venda de Acesso à Rede de Transporte.

A regulação aplicada à atividade de distribuição tem sofrido algumas alterações nos vários períodos de regulação. Para o período de regulação que agora se inicia, 2015-2017, mantém-se a metodologia de regulação aplicada no período anterior apenas com uma alteração ao nível do incentivo ao investimento em redes inteligentes, devidamente explicado em capítulo próprio, que se caracteriza pelo seguinte:

- Distribuição de Energia Eléctrica – regulação por *price-cap* aplicada ao OPEX e por custos aceites aplicado ao CAPEX, associando-se a remuneração do ativo em BT a um valor máximo de investimento definido para o período regulatório. Consideração de um incentivo ao investimento em redes inteligentes considerado *a posteriori*, tendo por base os custos reais deste tipo de

investimentos e os benefícios dos mesmos. 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*

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

4.3.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

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.

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 2015, inclui:

- a) Diferencial de custo 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 do diferencial de custos 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 2013 e a 2014.

Quadro 4-34 - Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial

		Unidade 10 ³ EUR	
		Tarifas 2014	Tarifas 2015
A	Diferencial de custo com a aquisição da PRE1 [(1)-(2)+(3)+(4)-(5)-(6)+(7)-(8)-(9)]	468 711	718 149
1	Compras	1 431 954	1 450 322
2	Vendas	677 185	666 010
3	Outros custos	6 910	7 044
4	Custos de funcionamento	6 407	6 769
5	Ajustamento t-1	-260 426	-184 163
6	Ajustamento t-2	-77 588	-145 551
7	Alisamento quinzenal - artº 73º A	-543 296	-314 445
8	Medidas de sustentabilidade do SEN com impacto na PRE decorrentes da legislação em vigor	70 093	71 247
9	Mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013	24 000	24 000
B	Diferencial de custo com a aquisição da PRE2 [(10)-(11)+(12)+(13)-(14)-(15)+(16)+(17)]	481 282	507 508
10	Compras	846 320	814 638
11	Vendas	334 015	325 110
12	Outros custos	3 303	3 311
13	Custos de funcionamento	6 407	6 769
14	Ajustamento t-1	-161 313	-72 139
15	Ajustamento t-2	-53 728	2 386
16	Reposição gradual no âmbito da reclassificação do sobrecusto da Cogeração	0	0
17	Alisamento quinzenal - artº 73º A	-255 774	-61 854
A+B	Total dos proveitos a recuperar pela função de compra e venda de energia da PRE	949 993	1 225 657

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

PRE² - Produção em Regime Especial, com remuneração por tarifa fixada administrativamente, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

a) 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.

b) Repercussão dos diferenciais de custo 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 diferenciais de custos 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 diferenciais de custos 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.

Adicionalmente, no presente exercício tarifário considerou-se o montante da repercussão quinquenal dos sobrecustos com a PRE ¹³⁰ relativos a 2015, no valor de 193,764 milhões de euros, de acordo com o estabelecido no Despacho n.º 12597-B/2014 do Gabinete do Secretário de Estado da Energia, publicado no Diário da República, 2.ª série, de 14 de outubro de 2014.

³⁰ Produtores em Regime Especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio.

O quadro seguinte apresenta o impacto do valor diferido referente a proveitos permitidos de 2015 e os respetivos juros no período quinquenal.

Quadro 4-35 - Impacte do diferimento do valor dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial referente a proveitos permitidos de 2015

	Diferimento PRE					
	T2015	T2016	T2017	T2018	T2019	Total
PRE ⁽¹⁾						
anuidade	246 028	249 835	249 835	249 835	249 835	1 245 367
Amortização capital ⁽²⁾	193 764	206 920	216 903	227 367	238 336	1 083 290
juros	52 263	42 915	32 932	22 468	11 499	162 077
valor a abater aos pp ⁽³⁾	889 526					
Alisamento quinquenal	-889 526	249 835	249 835	249 835	249 835	1 245 367
PRE ⁽⁴⁾						
anuidade	26 205	152 553	152 553	152 553	152 553	636 416
Amortização capital ⁽²⁾	0	126 348	132 444	138 834	145 532	543 157
juros	26 205	26 205	20 109	13 719	7 021	93 259
valor a abater aos pp ⁽³⁾	543 157					
Alisamento quinquenal	-543 157	152 553	152 553	152 553	152 553	636 416

Notas: (1) - Produção em Regime Especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

(2) - Valor equivalente do SPRE a 1 de janeiro de 2015

(3) - Valor a 31 de dezembro de 2015

(4) - Produção em Regime Especial, com remuneração por tarifa fixada administrativamente, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

Seguidamente apresenta-se o quadro com o impacto do valor diferido de proveitos permitidos de 2012 a 2015 e respetivos juros no período quinquenal.

Quadro 4-36 - Impacte do diferimento do valor dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRE de 2012 a 2015 nos proveitos permitidos de 2015

Unidade 10³ EUR

	Diferimento PRE				
	T2015	T2016	T2017	T2018	T2019
PRE¹					
anuidade	821 109	824 916	681 756	495 061	249 835
Amortização capital	680 952	721 114	616 459	461 307	238 336
juros	140 157	103 802	65 297	33 754	11 499
valor a abater aos pp					
Alisamento quinquenal	-314 445	824 916	681 756	495 061	249 835
PRE²					
anuidade	507 508	633 857	494 062	314 172	152 553
Amortização capital	409 227	558 717	449 483	293 014	145 532
juros	98 282	75 140	44 579	21 158	7 021
valor a abater aos pp					
Alisamento quinquenal	-61 854	633 857	494 062	314 172	152 553

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

PRE² - Produção em Regime Especial, com remuneração por tarifa fixada administrativamente, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

Decorrente do cálculo final da taxa de juro aplicada ao diferimento da PRE conforme metodologia definida na Portaria n.º 279/2011, de 17 de outubro, alterada pela Portaria n.º 146/2013, de 11 de abril, apresentam-se os valores finais para o diferimento relativo ao valor de 2014

Quadro 4-37 - Diferimento do valor dos diferenciais de custos 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	245 226	245 226	245 226	245 226	245 226	1 226 132
Amortização capital	193 755	203 103	212 902	223 173	233 940	1 066 872
juros	51 471	42 124	32 325	22 053	11 286	159 260
valor a abater aos pp	873 117					
Alisamento quinquenal	-873 117	245 226	245 226	245 226	245 226	1 226 132
PRE²						
anuidade	161 619	161 619	161 619	161 619	161 619	808 095
Amortização capital	127 696	133 857	140 315	147 084	154 180	703 133
juros	33 923	27 762	21 304	14 535	7 438	104 962
valor a abater aos pp	575 437					
Alisamento quinquenal	-575 437	161 619	161 619	161 619	161 619	808 095

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

PRE² - Produção em Regime Especial, com remuneração por tarifa fixada administrativamente, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

c) Medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE decorrentes da legislação em vigor

Para os proveitos permitidos de 2015 foram consideradas medidas de sustentabilidade do SEN com impacte no diferencial de custo de aquisição de energia a PRE considerado no cálculo tarifário. Em particular foram deduzidos os seguintes montantes aos proveitos permitidos:

- Previsão das receitas geradas pela venda em leilão de licenças de emissão de gases com efeito estufa que revertem para o SEN, com o enquadramento legal estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro, pelo Decreto-Lei n.º 38/2013, de 15 de março, e pela Portaria n.º 3-A/2014, de 7 de janeiro;
- Previsão da compensação anual dos produtores eólicos, destinada a contribuir para a sustentabilidade do SEN, resultante dos pagamentos destes produtores como contrapartida da adesão a regimes remuneratórios alternativos para um período adicional além do inicial, nos termos do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro.

Em consonância com o estabelecido na Portaria n.º 3-A/2014, de 7 de janeiro, que estabeleceu os procedimentos de repartição destas receitas geradas pela venda em leilão de licenças de emissão de gases com efeito estufa, a Agência Portuguesa do Ambiente comunicou à ERSE a previsão do montante que reverterá para o SEN em 2015, que deverá rondar os 52 milhões de euros.

No que respeita à previsão da compensação anual dos produtores eólicos para a sustentabilidade do SEN, manteve-se a previsão efetuada em anos anteriores da ordem de 19 milhões de euros.

d) 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.

Os valores relativos a este mecanismo regulatório incluídos no presente exercício tarifário foram de cerca de 24 milhões, referente à previsão para o ano de 2015, e de cerca de 6 milhões de euros, como estimativa para 2014. 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.

AMORTIZAÇÃO E JUROS DA DÍVIDA TARIFÁRIA

O Quadro 4-38 apresenta os movimentos da dívida tarifária incluídos em tarifas de 2015, 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 2015, referente a estes défices, é de 38,7 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 2015, referente a este diferimento é de 266,1 milhões de euros. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizado ao BCP, ao Santander e à Tagus.
- 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 2015, referente a este diferimento é de 673,6 milhões de euros. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizado ao Santander e à Tagus.
- 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 2014. O saldo em dívida em 2015, referente a este diferimento é de 1 196,9 milhões de euros. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizado ao BCP.

- O diferimento, num montante de 1 511,1 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 2015.
- 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 2015, referente a estes défices, é de 1 114,8 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 da parcela de acerto de 2012 dos CMEC, decorrente do Decreto-Lei n.º 32/2014, de 28 de fevereiro, num montante de 240,9 milhões a ser recuperado em partes iguais nos anos 2017 e 2018.

Quadro 4-38 - Amortização e juros da dívida tarifária

Unidade: EUR

	Saldo em dívida em 2014	Juros 2015	Amortização 2015	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2015	Saldo em dívida em 2015
	(1)	(2)	(3)	(4) = (2)+(3)	(5) = (1)-(3)
EDA (BCP e CGD)	36 541 955	258 352	12 094 939	12 353 291	24 447 016
Convergência tarifária de 2006	12 883 742	91 088	4 264 360	4 355 448	8 619 381
Convergência tarifária de 2007	23 658 213	167 264	7 830 578	7 997 842	15 827 635
EEM (BCP e CGD)	20 360 463	143 948	6 739 064	6 883 012	13 621 400
Convergência tarifária de 2006	4 710 150	33 301	1 559 002	1 592 303	3 151 148
Convergência tarifária de 2007	15 650 313	110 648	5 180 062	5 290 709	10 470 251
EDP Serviço Universal	4 316 829 380	186 289 823	1 026 726 994	1 213 016 817	4 801 253 341
BCP e CGD	57 862 962	409 091	19 151 931	19 561 022	38 711 031
Défice de BT de 2006	41 943 527	296 541	13 882 793	14 179 334	28 060 734
Continente	40 307 704	284 975	13 341 356	13 626 331	26 966 348
Regiões Autónomas	1 635 823	11 565	541 437	553 003	1 094 386
Défice de BTn de 2007	15 919 435	112 550	5 269 138	5 381 688	10 650 297
Continente	15 297 808	108 156	5 063 387	5 171 542	10 234 421
Regiões Autónomas	621 627	4 395	205 751	210 146	415 876
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012	516 450 078	32 639 645	250 315 082	282 954 727	266 134 995
EDP Serviço Universal	12 134 352	766 891	5 881 326	6 648 217	6 253 026
BCP	182 330 581	11 523 293	88 372 713	99 896 006	93 957 868
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012					
Santander	79 299 066	5 011 701	38 434 987	43 446 688	40 864 078
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012					
Tagus, SA	242 686 079	15 337 760	117 626 056	132 963 816	125 060 023
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2013	982 689 781	57 445 112	309 139 740	366 584 853	673 550 041
EDP Serviço Universal	319 387 130	18 670 419	100 474 490	119 144 908	218 912 640
Santander	106 382 060	6 218 778	33 466 230	39 685 008	72 915 830
Diferimento do sobrecusto PRE de 2013					
Tagus, SA	556 920 591	32 555 916	175 199 020	207 754 936	381 721 571
Diferimento do sobrecusto PRE de 2013					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	1 533 877 825	69 885 493	336 959 826	406 845 319	1 196 917 999
EDP Serviço Universal	1 359 652 894	61 480 011	296 431 960	357 911 971	1 063 220 923
BCP	174 224 941	8 405 482	40 527 865	48 933 348	133 697 076
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015 ⁽¹⁾					1 511 150 955
Tagus, SA (*)	1 225 948 735	26 443 714	111 160 415	137 604 129	1 114 788 320
Débitos de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	307 593 551	19 576 793	82 294 204	101 870 997	825 299 346
Sobrecusto da PRE 2009	318 355 184	6 866 921	28 866 211	35 733 132	289 488 974
Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008	0	-533 232	0	-533 232	0
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009	0	-533 232	0	-533 232	0
EDP Distribuição	315 781 787	26 527 021	74 912 368	101 439 390	240 869 418
BCP	74 912 368	7 678 518	74 912 368	82 590 886	0
Parcela de acerto de 2011					
EDP Distribuição	240 869 418	18 848 503	18 848 503	18 848 503	240 869 418
Parcela de acerto de 2012					
Total	4 689 513 585	213 219 145	1 120 473 365	1 333 692 509	5 080 191 175

⁽¹⁾ O valor total do sobrecusto PRE previsto para 2015 é de 1 705 milhões de euros. Em 2015 serão amortizados 193,8 milhões de euros relativos a este montante.

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 2013 e estimados para 2014, 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 108 523 milhares de euros, serão descriminados na função de compra e venda de energia elétrica para fornecimento dos clientes do CUR.

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 e pelo Decreto-Lei n.º 13/2014, de 22 de janeiro, que estabeleceu o procedimento de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais em MAT, AT, MT e BTE. A data para a extinção das tarifas transitórias para fornecimentos de eletricidade a clientes finais com consumos em AT, MT e BTE foi fixada para 31 de dezembro de 2014, conforme estabelecido na Portaria n.º 27/2014, de 4 de fevereiro.

Devido ao processo de extinção, e à conseqüente 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. Tal como definido na legislação em vigor, 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 2015 ascendem a 26 372 milhares de euros e -3 494 milhares de euros, respetivamente.

CUSTOS COM TARIFA SOCIAL

O valor do desconto por aplicação da tarifa social tem sido 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. O Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, que criou a tarifa social, foi alterado pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro. Desta alteração, o valor do desconto relativo à tarifa social passa a ser determinado através de despacho do membro do Governo responsável pela Energia. Numa disposição transitória do diploma que altera o referido Decreto-Lei, é definido que o desconto da tarifa social para 2015 é de 20%.

Os custos com a tarifa social de são de 27 059 milhares de euros para o Continente, de 1 629 milhares de euros para a Região Autónoma dos Açores e de 2 157 milhares de euros para a Região Autónoma da Madeira, perfazendo um total de 30 845 milhares de euros. A repartição do financiamento é conforme apresentado no quadro seguinte:

Quadro 4-39 - Financiamento da tarifa social referente a 2015

	Tarifa Social 2015		
	Potência para repartição da Tarifa Social		Valor por empresa
	MW	%	10 ³ EUR
EDP Produção	8 288,5	73,3%	22 618,6
Centrais com CMEC	4 368,7	38,7%	11 922,0
Centrais com CAE			
Centrais com Incentivo			
Restantes centrais	3 919,7	34,7%	10 696,6
Endesa	845,0	7,5%	2 306,1
Centrais com CMEC			
Centrais com CAE			
Centrais com Incentivo			
Restantes centrais	845,0	7,5%	2 306,1
Tejo Energia	615,2	5,4%	1 678,8
Centrais com CMEC			
Centrais com CAE			
Centrais com Incentivo			
Restantes centrais	615,2	5,4%	1 678,8
Turbogás	1 057,1	9,4%	2 884,8
Centrais com CMEC			
Centrais com CAE			
Centrais com Incentivo			
Restantes centrais	1 057,1	9,4%	2 884,8
Hidroelétrica Guadiana	497,4	4,4%	1 357,4
Centrais com CMEC			
Centrais com CAE			
Centrais com Incentivo			
Restantes centrais	497,4	4,4%	1 357,4
Total	11 303,2	100,0%	30 845,6
Centrais com CMEC	4 368,7	38,7%	11 922,0
Centrais com CAE	1 672,3	14,8%	4 563,6
Centrais com Incentivo			
Restantes centrais	5 262,2	46,6%	14 360,0

Nota: O contrato de gestão temporária da capacidade de produção das centrais de Agueira e Raiva, celebrado entre a EDP Produção e a Iberdrola, cessou em 31 de março de 2014.

Nesta repartição da tarifa social respeitante a 2015 foram usadas as potências instaladas (em MW) por centro electroprodutor facultadas, para este efeito, pela Direção Geral de Energia e Geologia.

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.

a) 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 67 532 milhares de euros.

O desvio da faturação da parcela fixa referente ao ano de 2012 atingiu o montante de 697,1 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 4,72% implica uma renda mensal de 60,2 milhares de euros. Em tarifas 2014 foram incluídas nove mensalidades e as restantes três no montante de 181 milhares de euros serão recuperadas em 2015 durante o 1º trimestre.

b) 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, cujo valor evoluiria de uma forma inversamente proporcional ao da evolução do preço de mercado. Os fatores que influenciam a evolução dos ajustamentos dos CMEC são os que incidem diretamente sobre as receitas e os custos dos centros electroprodutores, dos quais se destacam pela sua relevância:

- O preço de energia elétrica, fator gerador de receitas;
- A produção das centrais, fator gerador de receitas líquidas dos custos;
- A evolução dos custos de exploração, nomeadamente dos custos com combustíveis e com as licenças de emissão de CO₂;
- A disponibilidade das centrais, que influencia o encargo de potência;
- A evolução da taxa de inflação, que influencia o encargo de potência.

Para o ano de 2013, o valor total dos ajustamentos dos CMEC foi de cerca de 135 milhões de euros, sem juros, conforme Despacho da Secretaria de Estado da Energia n.º 35/SEEnergia/2014, de 12 de dezembro, sendo que para este ajustamento contribuíram maioritariamente os desvios verificados nas centrais térmicas e, com menor peso, os desvios das centrais hídricas enquadradas pelos CMEC.

A redução do ajustamento dos CMEC face ao verificado no ano de 2012, em que o valor do desvio ascendeu a cerca de 487 milhões de euros, decorreu essencialmente dos menores desvios verificados na margem de exploração face aos valores previstos no cálculo inicial e da redução dos desvios dos encargos fixos, que se justifica em grande parte com o encerramento da central termoelétrica de Setúbal no final de 2012.

No Quadro 4-40 apresenta-se a desagregação do ajustamento face ao valor inicial dos CMEC por centrais hídricas e térmicas e por rúbricas.

Quadro 4-40 - Ajustamento do montante dos CMEC

Unidade: 10³ Eur

		Valor apurado para 2013	Cálculo valor inicial dos CMEC para 2013	Valor definido do ajustamento para 2013
Receitas de mercado				
1.1	Centrais hídricas	485 674	528 452	-42 778
1.2	Centrais térmicas	384 096	489 792	-105 696
1 = 1.1+1.2	Total	869 770	1 018 244	-148 474
Custos de exploração (CE) + CO₂				
2.1	Centrais térmicas CE (Comb. + O&M)	211 328	176 782	34 546
2.2	Centrais térmicas CO ₂	35 114	114 350	-79 236
2 = 2.1+2.2	Total	246 442	291 132	-44 690
Margem de exploração				
3.1=1.1	Centrais hídricas	485 674	528 452	-42 778
3.2=1.2-2	Centrais térmicas	137 654	198 660	-61 006
3 = 1-2	Total	623 328	727 112	-103 784
Receitas de serviço de sistema				
4.1	Centrais hídricas	31 847	0	31 847
4.2	Centrais térmicas	5 316	0	5 316
4 = 4.1+4.2	Total	37 163	0	37 163
Encargo fixo (EF) e Outros Encargos (OE)				
5.1	Centrais hídricas EF	538 179	520 958	17 221
5.2	Centrais térmicas EF	221 974	190 469	31 505
5.3	Centrais hídricas OE	9 571	747	8 824
5.4	Centrais térmicas OE	12 432	1 800	10 632
5 = 5.1+5.2+5.3+5.4	Total	782 156	713 974	68 182
Ajustamento total do montante dos CMEC				
6.1 = 5.1+5.3-4.1-3.1	Centrais hídricas	30 229	-6 747	36 976
6.2 = 5.2+5.4-4.2-3.2	Centrais térmicas	91 436	-6 391	97 827
6 = 6.1+6.2	Total	121 665	-13 138	134 803

Fonte: ERSE, EDP, REN

Tal como referido, a margem de exploração apurada foi inferior à prevista no cálculo inicial dos CMEC em 2007 em cerca de 103 784 milhares de euros, representando o maior contributo para o ajustamento total a realizar no ano de 2013, cujas motivações serão adiante invocadas.

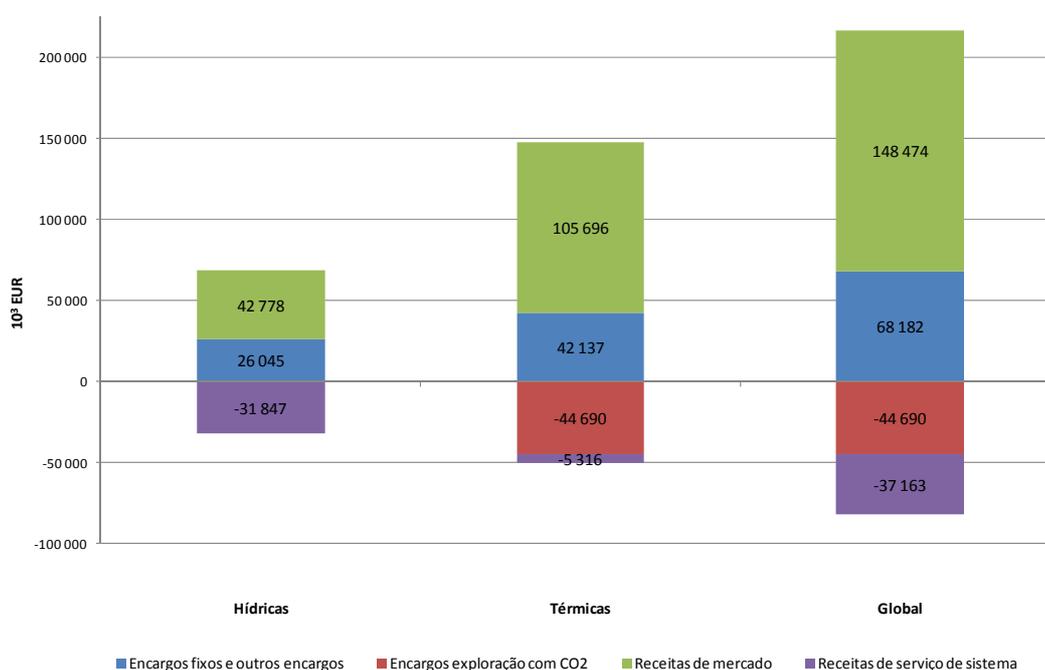
Por outro lado, verificou-se um desvio por excesso das rubricas de encargos fixos e outros encargos, no valor de 68 182 milhares de euros, justificada em grande medida pelo aumento dos encargos fixos, devido aos coeficientes de disponibilidade declarados serem, na generalidade das centrais, superiores à unidade na maioria dos meses do ano. Quanto ao desvio por excesso da rubrica de outros encargos,

este resulta da existência de um conjunto de custos³¹ não previstos aquando do cálculo do valor inicial dos CMEC em 2007.

No que respeita às receitas com serviços de sistema, que representam cerca de 37 163 milhares de euros, permitiram reduzir o valor dos ajustamentos dos CMEC em 2013, dado que não foram também previstas aquando do cálculo do valor inicial dos CMEC em 2007. Sobre este tema, importa referir a publicação do Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, que estabeleceu os procedimentos a seguir no cálculo da revisibilidade, relativamente à participação das centrais com CMEC no mercado de banda de regulação secundária, bem como a realização de auditorias sobre a existência de risco de sobrecompensação destas centrais, que tenha originado ou venha a originar distorções da concorrência nesse mercado. Os montantes de sobrecompensação determinados nestas auditorias devem ser refletidos no mecanismo de revisibilidade.

A figura seguinte evidencia os desvios por grandes rúbricas, para a totalidade das centrais e desagregado por centrais térmicas e hídricas.

Figura 4-7 - Ajustamento do montante dos CMEC por parcela

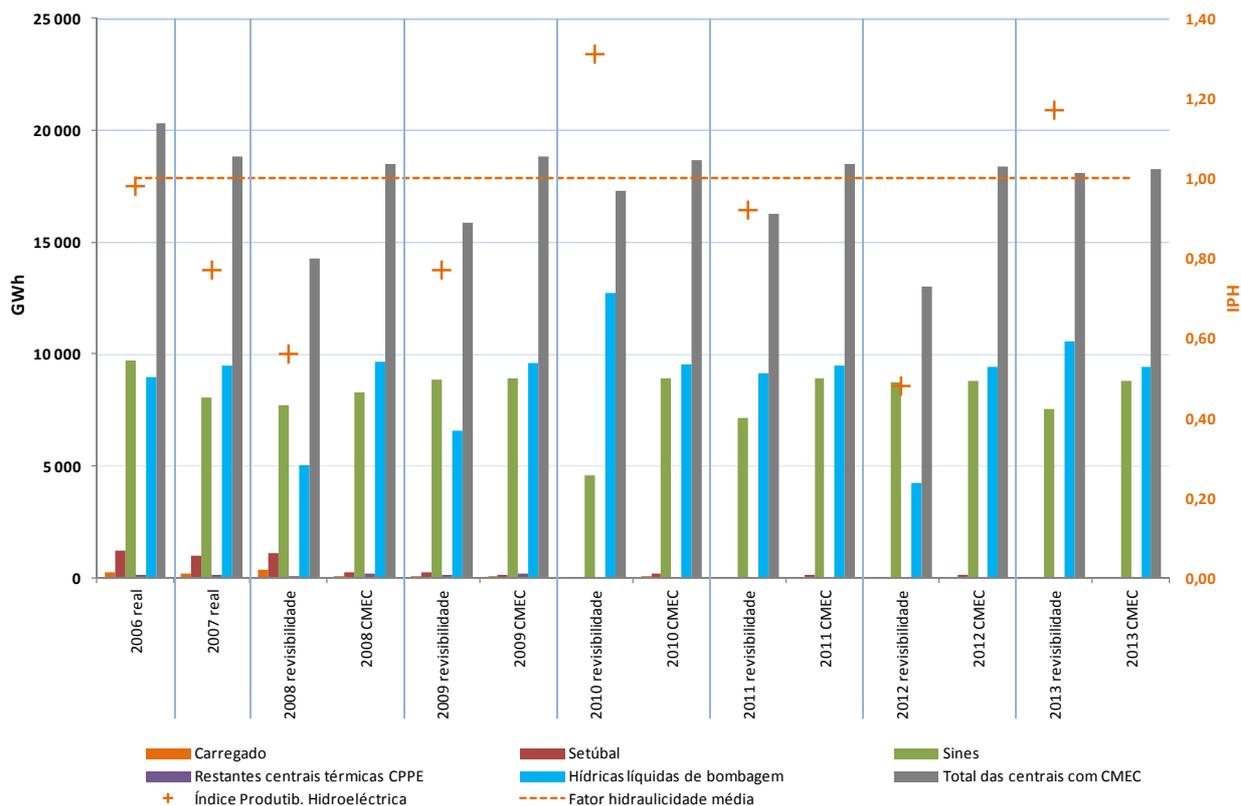


Fonte: ERSE, EDP, REN

³¹ Os de maior peso são: tarifa de uso da rede de transporte aplicada aos produtores, encargos relativos a taxas portuárias pagas ao Porto de Sines, encargos com a movimentação de carvão no Porto de Sines, encargos com os consumos de eletricidade das centrais térmicas e hidroelétricas.

O ano de 2013 foi um ano húmido (índice de produtividade hidroelétrica em 2013 de 1,17) e com elevada eolicidade (índice de produtividade eólica de 1,18), o que se traduziu numa redução da produção das centrais térmicas e consequentemente das respetivas receitas de mercado, por via das quantidades vendidas. Pelo contrário, no caso das centrais hídricas a produção ficou acima do previsto no cálculo inicial dos CMEC, como se pode observar na Figura 4-8.

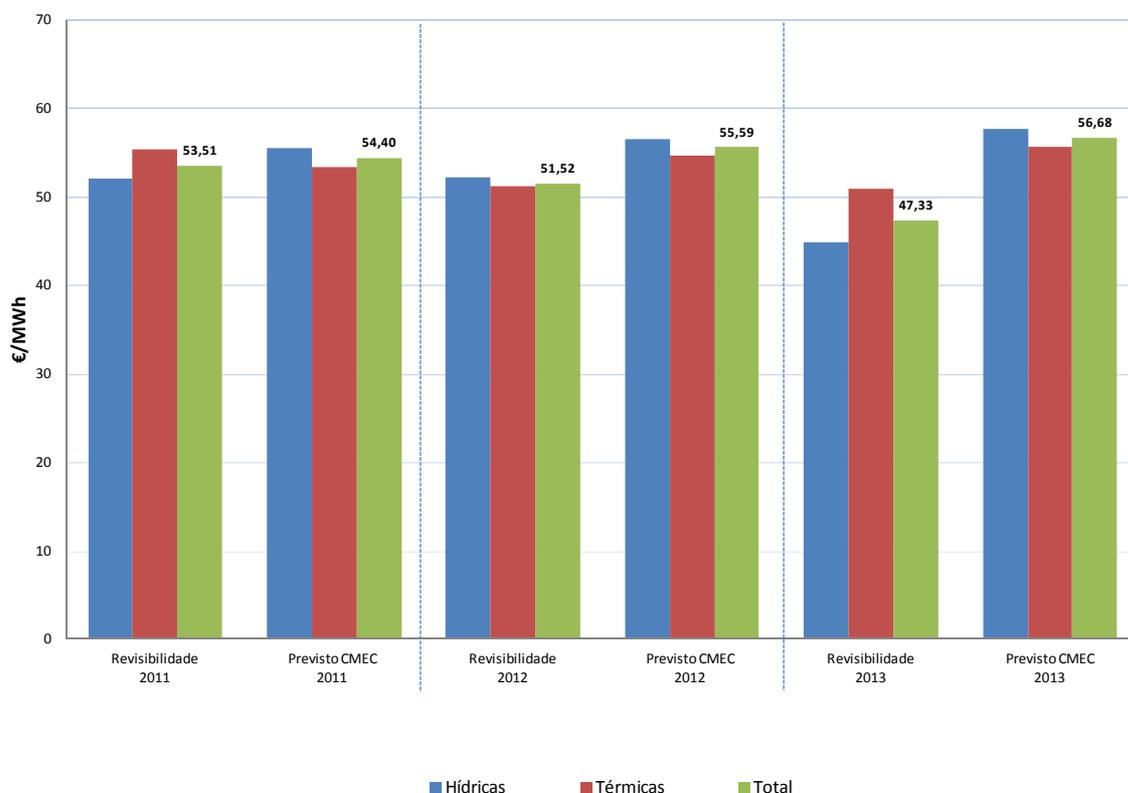
Figura 4-8 - Produção das centrais com CMEC e índice de produtividade hidroelétrica



Fonte: ERSE, EDP, REN

Os desvios das receitas são ainda justificados, para ambos os tipos de centrais, pela redução da receita unitária face ao previsto em 2007. A figura seguinte permite fazer a comparação das receitas unitárias das centrais térmicas e das centrais hídricas com CMEC que ocorreu em 2013, face às previstas para esse ano no cálculo inicial dos CMEC, sendo perceptível o desvio referido.

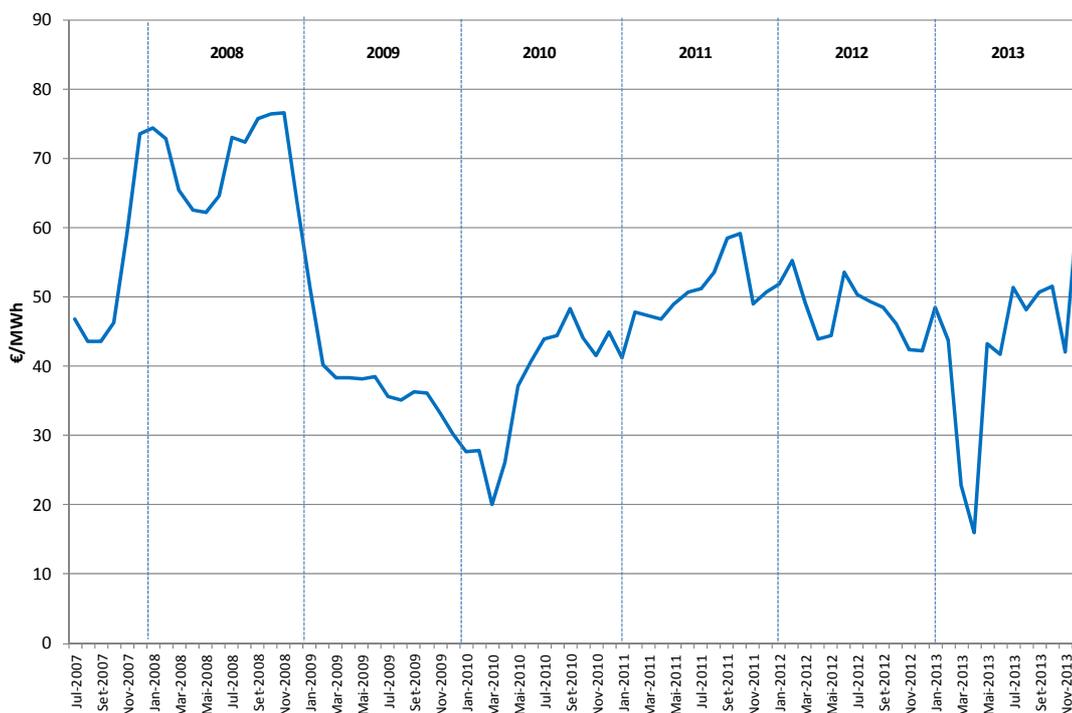
Figura 4-9 - Receita unitária definida no cálculo do valor inicial dos CMEC e no cálculo da revisibilidade



Fonte: ERSE, EDP, REN

Esta evolução justifica-se através da conjugação do crescimento da PRE (principalmente eólica e cogeração) com uma estagnação do consumo, que originou uma queda da procura no mercado grossista. Consequentemente, observou-se uma redução do preço médio de mercado, que se situou num valor médio anual de aproximadamente 44 €/MWh, tendo também contribuído para este facto a elevada hidraulicidade verificada em 2013, em especial no primeiro semestre do ano (ver Figura 4-10). Este preço é inferior ao preço de referência de 50 €/MWh estabelecido no Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de maio, o que se traduz numa perda de receita de mercado face ao previsto no cálculo inicial dos CMEC, por via do preço de venda da energia produzida.

Figura 4-10 - Evolução do preço médio mensal em Portugal

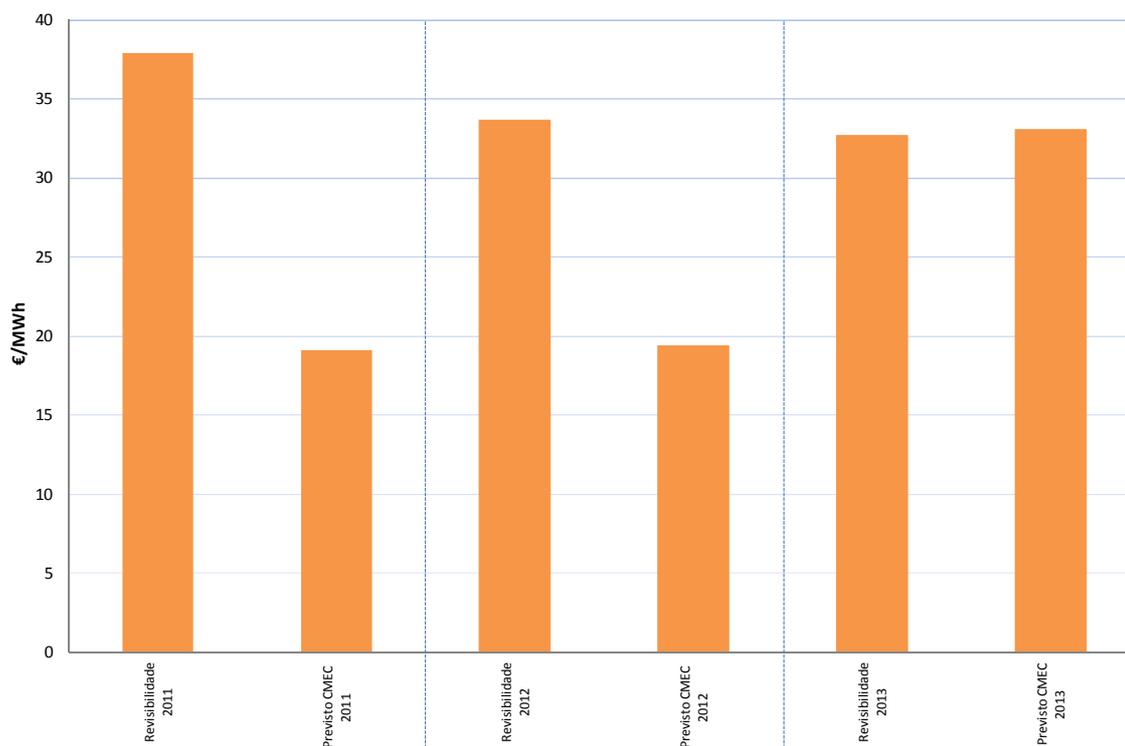


Fonte: ERSE, OMIP

No que respeita aos custos de exploração da central de Sines observam-se efeitos de sinais contrários. Por um lado, constata-se um aumento dos custos com combustíveis e operação e manutenção, mas por outro os custos com CO₂ reduziram-se significativamente, devido à evolução em baixa do preço das licenças de emissão, que contribuiu positivamente para a redução dos custos de exploração. A conjugação destes efeitos originou em 2013 um encargo unitário de energia em linha com o previsto no cálculo inicial dos CMEC.

Sobre os valores previstos no cálculo inicial dos CMEC, assinala-se o acréscimo significativo que se observa de 2012 para 2013 dos custos com CO₂, em resultado do término em 2012 da atribuição gratuita de licenças de emissão aos centros electroprodutores. Deste modo, a partir de 2013 este fator produtivo passou a ser incorporado nos custos de exploração, quando nos anos anteriores não existia ou por vezes gerava receita, por via de transações realizadas por estes produtores nos mercados organizados de licenças de CO₂, utilizando as licenças atribuídas gratuitamente que não eram utilizadas pela instalação.

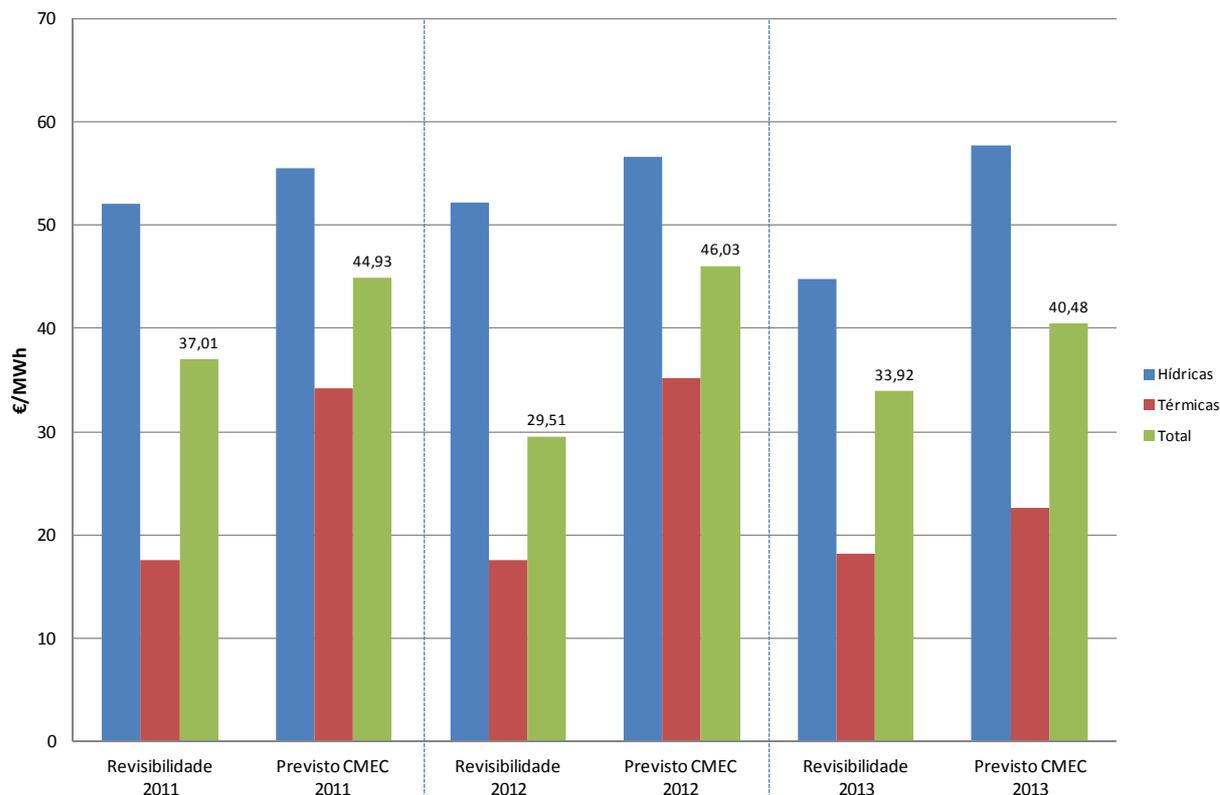
Figura 4-11 - Evolução do encargo de energia unitário das centrais com CMEC



Fonte: ERSE, EDP, REN

A Figura 4-12 apresenta a margem unitária de exploração das centrais com CMEC, que ilustra a redução dos valores implícitos no ajustamento de 2013 face aos valores previstos no cálculo inicial.

Figura 4-12 - Margem unitária de exploração das centrais com CMEC



Fonte: ERSE, EDP, REN

Nesta parcela são considerados: (i) os desvios de faturação da parcela de acerto relativa a 2014 e a 2013, no montante de 242³² milhares de euros; (ii) a segunda parcela do ajustamento da parcela de acerto de 2011, no montante de 82 591 milhares de euros; (iii) os juros devidos em 2015 pelo diferimento da parcela de acerto dos CMEC de 2012, conforme estabelecido na Portaria n.º 500/2014, de 26 de junho, no montante de 18 849 milhares de euros e (iv) o remanescente do ajustamento da parcela de acerto de 2013, no montante de 17 262 milhares de euros (os dois últimos valores encontram-se somados à parcela do ajustamento da parcela de acerto de 2011).

c) 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

³²O desvio da faturação da parcela de acerto referente ao ano de 2013 atingiu o montante de 1074 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 4,72% implica uma renda mensal de 93 euros. Em tarifas de 2014 foram incluídas nove mensalidades e as restantes três no montante de 279 euros serão recuperadas em 2015 durante o 1.º trimestre.

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, com o objetivo de transmitir 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 impacte 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 2014 para a parcela de ajustamento é de 55 milhões de euros. O Quadro 4-41 apresenta as principais componentes para o cálculo desse ajustamento.

Quadro 4-41 - Estimativa da revisibilidade para 2014

		Valor total (10³ EUR)	Valor unitário (€/MWh)
	Produção (GWh)	18 132	
	Sines	8 793	
	Hídricas (líquida de bombagem)	9 339	
(1)	Custo fixo (10³ EUR)	708 634	
	Sines	230 853	
	Hídricas	477 781	
(2) = A - B - C	Margem de mercado (10³ EUR)	558 966	
A	Custos de produção	199 710	11,01
	Sines	199 710	22,7
	Hídricas		
B	Receita de mercado	802 107	
	Sines	442 015	50,3
	Hídricas	360 092	38,6
C	Licenças de CO ₂ (10³ EUR)	43 431	
(3)	Serviços de Sistema (10³ EUR)	35 543	2,0
(4) = (1)-(2)-(3)	Custo total (10³ EUR)	114 125	
(5)	CMEC inicial (10³ EUR)	59 171	
(6) = (4) - (5)	Revisibilidade (10³ EUR)	54 954	

Fonte: ERSE, EDP, REN

Nas tarifas para 2015 considerou-se 9/12 desta estimativa, com acréscimo de juros, no total de 41 419 milhares de euros.

A parcela de alisamento contempla também os ajustamentos estimados para a parcela fixa e para a parcela de acerto referentes ao ano de 2014, num total de -1 995 milhares de euros.

d) 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.

O montante a ser recuperado pela tarifa de uso global do sistema deve corresponder ao diferencial de correção de hidraulicidade de 2013, cujo montante, conforme Despacho da Secretaria de Estado da Energia n.º 34/SEEnergia/2014, de 11 de dezembro, corresponde a 16 799 milhares de euros.

No entanto, e uma vez que, segundo o Decreto-Lei n.º 110/2010, de 14 de outubro, o saldo da conta deve estar entre os níveis de referência, o valor para 2015 não pode ultrapassar o montante de 10 142 milhares de euros. Desta forma, a estimativa de correção de hidraulicidade para t-1 a considerar em tarifas de 2015 correspondente a 9 meses do ano, foi de -6 657 milhares de euros.

e) Custo total com os CMEC

O valor dos CMEC considerado nas tarifas de 2015 ascende a 236,2 milhões de euros e é composto pelas seguintes parcelas:

- Parcela fixa no montante de 67,7 milhões de euros que inclui a renda anual de 67,5 milhões de euros, calculada à taxa de 4,72%³³ e o remanescente do ajustamento da parcela fixa de 2013 no montante de 0,2 milhões de euros;
- Parcela de acerto que recupera: (i) os desvios de faturação de 2013 e de 2014 no montante de 279 euros e 0,2 milhões de euros, respetivamente; (ii) a segunda 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 82,6 milhões de euros; (iii) os juros relativos ao diferimento da parcela de acerto dos CMEC de 2012 a recuperar em 2015 no montante de 18,8 milhões de euros e (iv) o remanescente do ajustamento da parcela de acerto dos CMEC de 2013 no montante 17,3 milhões de euros;
- Parcela de alisamento no total de 32,8 milhões de euros relativa ao valor previsto das seguintes parcelas: (i) desvios de faturação em 2013 no montante de -2 milhões de euros, (ii) estimativa da

³³ Taxa definida na Portaria n.º 85-A/2013, de 27 de fevereiro.

revisibilidade de 2014 no montante de 41,4 milhões de euros e estimativa da correção de hidraulicidade de 2014 no montante de -6,7 milhões de euros;

- Saldo remanescente da correção de hidraulicidade, no montante de 16,8 milhões de euros.

Os valores da parcela fixa e da parcela de acerto, no montante de 85 milhões de euros³⁴, 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

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 89.º do Regulamento Tarifário.

³⁴ 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, nem os juros a recuperar em 2015 relativos ao diferimento da parcela de acerto dos CMEC de 2012 devidos à EDP Distribuição, calculados nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2014 e da Portaria n.º 500/2014.

Quadro 4-42 - Proveitos permitidos de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

			Unidade 10 ³ EUR	
			Tarifas 2014	Tarifas 2015
A		Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da UGS	1 587 205	1 909 734
(+)		Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Gestão Global do Sistema	451 228	310 250
(+)		Diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial	949 993	1 225 657
	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	468 711	718 149
	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	481 282	507 508
(+)		CMEC	233 848	236 222
	PFCMEC,t	Parcela Fixa dos CMEC	66 236	67 712
		Renda anual	67 532	67 532
		Ajustamentos	-556	181
		Acerto da parcela fixa decorrente da alteração tx juro	-739	0
	PACMEC,t	Parcela de Acerto dos CMEC	84 234	118 943
		Revisibilidade	78 655	118 701
		Ajustamentos	5 579	242
	CPCMEC,t	Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte	0	0
	PÁCMEC,t	Componente de alisamento dos CMEC	119 019	32 767
		Revisibilidade prevista (9/12)	118 289	41 419
		Ajustamentos previstos (9/12)	729	-1 995
		Correção de hidraulicidade (9/12)	0	-6 657
	CHpol,t-1	Correção de hidraulicidade	-35 641	16 799
		Custos com a aplicação da tarifa social		
(+)	DTD06,t	Déficit tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006, a recuperar pelo operador da rede de distribuição	14 182	14 179
(+)	DTD07,t	Déficit tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BTN em 2007, a recuperar pelo operador da rede de distribuição	5 383	5 382
(-)		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	-67 697	-66 086
(+)	ESTpol,t	Valor a repercutir nas tarifas resultante de medidas no âmbito da estabilidade tarifária	-148 081	29 081
	CSustCVEE,t	Custos no âmbito da sustentabilidade de mercados	-285 181	-108 523
	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	101 929	101 871
	ESTCIEGPOLT	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	35 171	35 733
(+)		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	21 996	26 372
		em NT	143	91
		em BTE	175	93
		em BT	21 678	26 188
(+)		Sobreprovento associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º2 do artigo 6º do Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de Setembro	-9 041	-3 494
B		Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da URT	375 901	300 157
(+)		Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Transporte de Energia Elétrica	370 688	259 509
(-)		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	-5 213	-40 647
C	A + B	Proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	1 963 105	2 209 890
		Desconto previsto com a aplicação da tarifa social	-1 510	-27 059

4.3.1.2 AJUSTAMENTOS

De acordo com os artigos 80.º, 81.º e 84.º do Regulamento Tarifário, os ajustamentos dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte são dados pelas diferenças entre os proveitos efetivamente faturados em 2013 e os que resultam da aplicação da fórmula presente no n.º1 de cada um dos respetivos artigos aos custos efetivamente ocorridos em 2013.

O desvio a repercutir nas tarifas de 2015, por aplicação da UGS, resulta da diferença entre os proveitos faturados pelo operador da rede de distribuição (1 382 284 milhares de euros) e os proveitos a recuperar pela aplicação da UGS recalculados com os valores reais (1 442 962 milhares de euros). À diferença de -60 678³⁵ milhares de euros é deduzido o desvio da tarifa social, sendo que estes desvios são atualizados para 2015 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média de 2013, acrescida de 1,5 pontos percentuais e a taxa de juro EURIBOR a 12 meses média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2014, acrescida de 1,5 pontos percentuais.

O desvio a repercutir nas tarifas de 2015 por aplicação da URT resulta da diferença entre os proveitos faturados pelo operador da rede de distribuição (314 240 milhares de euros) e os proveitos a recuperar pela aplicação da URT recalculados com os valores reais (353 297 milhares de euros). Esta diferença de -39 057¹¹ milhares de euros é atualizada para 2015 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média de 2013, acrescida de 1,5 pontos percentuais e a taxa de juro EURIBOR a 12 meses média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2014, acrescida de 1,5 pontos percentuais.

O quadro seguinte sintetiza a metodologia de cálculo deste ajustamento.

³⁵ Um desvio negativo significa um valor a recuperar pela empresa.

Quadro 4-43 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

		Unidade: 10 ³ EUR
		2013
A = a + b + c + d + e + f + g + h + i - j	Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da UGS	1 442 962
a	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Gestão Global do Sistema	513 157
b = (1) + (2)	Diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial	361 357
(1)	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	84 200
(2)	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	277 157
c	Custos com a aplicação da tarifa social	-3 597
d = (3) + (4) - (5) + (6) + (7)	CMEC	434 211
(3)	Parcela Fixa dos CMEC	67 223
(4)	Parcela de Acerto dos CMEC	147 802
(5)	Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte	0
(6)	Componente de alisamento dos CMEC (sem correcção de hidráulicidade)	242 019
(7)	Correcção de hidráulicidade	-22 832
e	Défi ce tarifário de BT em 2006	14 335
f	Défi ce tarifário de BTN em 2007	5 441
g	Valor a repercutir nas tarifas resultantes de medidas de sustentabilidade	77 531
h	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade, equidade e gradualismo financeiro do comercializador de último recurso a repercutir na parcela IV da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de distribuição	13 297
i	Sobreproveito Tarifas transitórias	-10 590
j	Diferença entre os valores facturados pela EDP Distribuição e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa UGS, em t-2	-37 819
B	Proveitos facturados pela EDP Distribuição por aplicação da UGS	1 382 284
C	Desvio de proveitos por aplicação da Tarifa Social pelo ORD	2 823
D = [B] - [A] - [C]	Desvio de proveitos por aplicação da TUGS pelo ORD	-63 500
E = [[D x (1+i₂₀₁₃^D)] x (1+i₂₀₁₄^D)]	Ajustamento em 2015, dos proveitos da tarifa de UGS facturados em 2013	-66 086
F = k - l	Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da URT	353 297
k	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Transporte de Energia Eléctrica	363 452
l	Diferença entre os valores facturados pela EDP Distribuição e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa URT, em t-2	10 155
G	Proveitos facturados pela EDP Distribuição por aplicação da URT	314 240
H = [G] - [F]	Desvio de proveitos por aplicação da TURT pelo ORD	-39 057
I = [[H x (1+i₂₀₁₃^D)] x (1+i₂₀₁₄^D)]	Ajustamento em 2015, dos proveitos da tarifa de URT facturados em 2013	-40 647
i ₂₀₁₃ ^D	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2013 acrescida de spread	2,036%
i ₂₀₁₄ ^D	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2014 acrescida de spread	1,995%

Nota: O desvio da tarifa social inclui 3m€ relativos ao ano de 2012, não considerados em T2014.

AJUSTAMENTO POR APLICAÇÃO DA TARIFA SOCIAL

De acordo com o n.º5 do artigo 82.º do Regulamento Tarifário, o ajustamento aos proveitos do operador da rede distribuição em Portugal Continental, por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela IV da tarifa de Uso Global do Sistema, é dado pela diferença entre os montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do valor previsto da tarifa social para 2013 e o desconto efetivamente concedido pelo

operador da rede de distribuição em Portugal Continental em 2013. Este montante é atualizado para 2015 através da aplicação da EURIBOR a 12 meses verificada em 2013 acrescida de um *spread* de 1,5 pontos percentuais e da aplicação da EURIBOR a 12 meses verificada até 15 de novembro de 2014, acrescida de um *spread* de 1,5 pontos percentuais. O valor do ajustamento por aplicação da tarifa social é de 2 938 milhares de euros, conforme se pode analisar no quadro seguinte.

Quadro 4-44 - Ajustamento da Tarifa Social

		Unidade: 10 ³ EUR
		2013
A	Montante transferido pelo ORT do valor previsto da tarifa social em 2013	3 597
B	Desconto concedido pelo ORD no ano 2013	774
i_{2012}	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2013 acrescida de <i>spread</i>	2,036%
i_{2013}	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2014 acrescida de <i>spread</i>	1,995%
$[(A - B) * (1+i_{2013})] * (1+i_{2014})$	Ajustamento em 2015 por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela IV da tarifa de UGS	2 938

O valor do ajustamento da tarifa social em 2013 repartido por empresa é apresentado no Quadro 4-45. Além do ajustamento do montante da tarifa social efetivamente concedida em 2013, face ao previsto para as tarifas desse ano, a desagregação do ajustamento por empresas evidencia uma revisão das potências instaladas por central face às usadas na repartição do financiamento da tarifa social³⁶, no exercício tarifário de 2013. Refira-se que, neste ajustamento definitivo da tarifa social respeitante a 2013, foram usadas na repartição do financiamento as potências instaladas (em MW) por centro electroprodutor facultadas, para este efeito, pela Direção Geral de Energia e Geologia.

³⁶ De acordo com o número 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, Artigo 4.º, o financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social incide sobre todos os titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, na proporção da potência instalada.

Quadro 4-45 - Desagregação do ajustamento em 2013 da Tarifa Social por empresa

	Tarifas 2013			Real 2013			Ajustamento referente a 2013 sem juros	Juros	Ajustamento referente a 2013 com juros
	Potência para repartição da Tarifa Social		Valor por empresa	Potência para repartição da Tarifa Social		Valor por empresa			
	MW	%	10 ³ EUR	MW	%	10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR
EDP Produção	8 780,8	76,0%	2 734,1	7 794,4	70,2%	543,7	2 190,4	89,2	2 279,6
Centrais com CMEC	6 025,4	52,2%	1 876,2	4 831,6	43,5%	337,0	1 539,2	62,7	1 601,8
Centrais com CAE									
Centrais com Incentivo	240,0	2,1%	74,7				74,7	3,0	77,8
Restantes centrais	2 515,4	21,8%	783,2	2 962,8	26,7%	206,7	576,6	23,5	600,0
Iberdrola	360,0	3,1%	112,1	290,1	2,6%	20,2	91,9	3,7	95,6
Centrais com CMEC	360,0	3,1%	112,1	290,1	2,6%	20,2	91,9	3,7	95,6
Centrais com CAE									
Centrais com Incentivo									
Restantes centrais									
Endesa	837,0	7,2%	260,6	845,0	7,6%	58,9	201,7	8,2	209,9
Centrais com CMEC									
Centrais com CAE									
Centrais com Incentivo									
Restantes centrais	837,0	7,2%	260,6	845,0	7,6%	58,9	201,7	8,2	209,9
Tejo Energia	584,0	5,1%	181,8	615,2	5,5%	42,9	138,9	5,7	144,6
Centrais com CMEC									
Centrais com CAE	584,0	5,1%	181,8	615,2	5,5%	42,9	138,9	5,7	144,6
Centrais com Incentivo									
Restantes centrais									
Turbogás	990,0	8,6%	308,3	1 057,1	9,5%	73,7	234,5	9,5	244,1
Centrais com CMEC									
Centrais com CAE	990,0	8,6%	308,3	1 057,1	9,5%	73,7	234,5	9,5	244,1
Centrais com Incentivo									
Restantes centrais									
Hidroelétrica Guadiana				497,4	4,5%	34,7	-34,7	-1,4	-36,1
Centrais com CMEC									
Centrais com CAE									
Centrais com Incentivo									
Restantes centrais				497,4	4,5%	34,7	-34,7	-1,4	-36,1
Total	11 551,8	100,0%	3 597,0	11 099,3	100,0%	774,2	2 822,7	114,9	2 937,7
Centrais com CMEC	6 385,4	55,3%	1 988,3	5 121,7	46,1%	357,3	1 631,0	66,4	1 697,4
Centrais com CAE	1 574,0	13,6%	490,1	1 672,3	15,1%	116,7	373,5	15,2	388,7
Centrais com Incentivo	240,0	2,1%	74,7				74,7	3,0	77,8
Restantes centrais	3 352,4	29,0%	1 043,9	4 305,3	38,8%	300,3	743,5	30,3	773,8

4.3.2 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

4.3.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS

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 período regulatório 2012-2014 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 respetivas amortizações nos proveitos permitidos da empresa. Esta separação permitiu ainda 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. Assim, ao aumento no valor do CAPEX resultante do prémio na remuneração daqueles ativos, acresce uma diminuição do OPEX decorrente do fator de eficiência adicional.

Para ultrapassar eventuais distorções no nível de investimentos em BT, decorrentes da remuneração garantida dos mesmos, foi criado um mecanismo no qual a empresa fica vinculada ao nível de investimentos que se propôs efetuar no início do período regulatório. Caso o investimento ocorrido em BT 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.

No início de mais um período de regulação, 2015-2017, a metodologia do tipo *price cap* aplicada apenas ao OPEX foi mantida. No CAPEX continua a existir uma metodologia por custos aceites.

Relativamente às redes inteligentes, no novo período de regulação ocorreu uma alteração ao mecanismo de remuneração daquelas redes, passando o mesmo a ter um cálculo com base em valores de investimentos reais e auditados, bem como dos benefícios para o SEN decorrente deste tipo de investimentos. Além disso, no cálculo dos proveitos permitidos da atividade de distribuição de energia elétrica deixará de haver separação entre ativos no âmbito da rede convencional e no âmbito da rede inteligente, sendo também eliminado o fator de eficiência adicional. Este mecanismo de incentivo às redes inteligentes será mais uma rubrica a considerar nos proveitos daquela atividade e terá a duração de 6 anos para cada projeto aceite pela ERSE. O montante deste incentivo estará dependente da avaliação de projetos realizada pela ERSE de acordo com os critérios definidos e estará limitado a um determinado nível fixado pelo regulador para o período de aplicação. O desenvolvimento do desenho deste incentivo encontra-se no "Parâmetros de Regulação para o período 2015 a 2017".

No que respeita ao mecanismo de limitação de investimentos excessivos, criado no período regulatório anterior, o mesmo restringir-se-á aos investimentos em rede de baixa tensão de modo a acomodar o facto dos investimentos em alta de média pressão estarem enquadrados pelo plano de desenvolvimento quinquenal das respetivas redes, de acordo com o estipulado no Decreto-Lei n.º29/2006, de 15 de fevereiro, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro.

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. Esta análise encontra-se no documento de "Parâmetros de Regulação para o período 2015 a 2017".

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 montantes associados aos programas de reestruturação de efetivos.

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. 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 2015, 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 257,5 milhões de euros.

PLANOS DE REESTRUTURAÇÃO DE EFETIVOS

O cálculo da renda do Programa de Apoio à Reestruturação (PAR) segue a metodologia³⁷, 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 2015, foram calculados com base na análise do relatório de execução de 2013. 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 também 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 2015 e indica, para cada plano, as anuidades que faltam vencer.

³⁷ Metodologia discutida com a EDP Distribuição, em reunião sobre este assunto, e apresentada como proposta pela empresa no relatório de execução de 2007.

Quadro 4-46 - Custos com plano de reestruturação de efetivos

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2005	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	Tarifas 2014	Valores por recuperar	Anuidades	Renda anual T 2015
Plano 2003	22 253	7 358	7 173	7 362	7 369	7 383	7 310	7 297	7 247	7 224	60 330	8	7 541
Plano 2004	12 801	14 699	31 364	14 539	14 550	14 584	14 467	14 425	14 409	14 363	134 136	9	14 904
Plano 2005	2 651	2 035	1 354	1 975	2 016	2 023	2 002	2 025	2 065	2 038	20 259	10	2 026
Total a acrescer aos proveitos permitidos	37 705	24 092	39 892	23 876	23 935	23 989	23 779	23 747	23 721	23 625	214 725		24 471

O Quadro 4-47 apresenta os montantes associados a outros planos de efetivos, nomeadamente o Programa de Racionalização de Recursos Humanos (PRRH) e o Plano de Ajustamento de Efetivos (PAE), que totalizam 28 804 milhares de euros em 2015.

Quadro 4-47 - Montantes associados a outros planos de ajustamento de efetivos

Unidade: 10³ EUR

	2010 real	2011 real	2012 real	2013 real	T2014	T2015
PRRH	32 995	26 498	19 696	13 259	7 128	5 686
PAE*	25 740	25 012	24 785	24 375	23 474	23 118
Total	58 735	51 510	44 482	37 633	30 602	28 804

* Exclui os FSE

Os valores apresentados não incluem o montante relativo à Caixa Cristiano Magalhães no total de 1 542 milhares de euros.

PROVEITOS PERMITIDOS NA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA 2015

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 94.º do Regulamento Tarifário.

Quadro 4-48 - Proveitos permitidos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2014	Tarifas 2015
$a = [(1)+(2)\times(3)+(4)\times(5)+(6)\times(7)/1000]+((8)\times(9)/1000)$	Custos de exploração líquidos aceites pela ERSE	153 049	121 685
(1)	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	39 163	24 337
(2)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/MWh)	1	1,086
(3)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - energia distribuída (GWh)	44 139	44 802
(4)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/MWh)	0	
(5)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - energia injectada (GWh)	16 666	
(6)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/cliente)	1 976	
(7)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - número clientes	23 858	
(8)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/Km)		601,22914
(9)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - extensão da rede (Km)		80 958
$b = c + d$	Custo com capital afecto à actividade de distribuição em AT/MT	326 047	304 991
$c = (8) + [(9)\times(10)] - (11)$	Custo com capital calculado no âmbito da rede convencional	323 402	304 991
(8)	Amortizações dos activos fixos	156 209	209 216
(9)	Valor médio dos activos fixos	1 945 454	1 881 995
(10)	Taxa de remuneração dos activos fixos	9,5%	6,75%
(11)	Ajustamento t-1 CAPEX	17 625	31 259
$d = (12) + [(13)\times(14)] - (15)$	Custo com capital calculado no âmbito da rede inteligente	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%	
(15)	Ajustamento t-1 CAPEX	-561	
e	Montantes associados a planos de reestruturação de efectivos	18 467	17 943
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	-6 055	-3 544
A = a + b + e + f + g	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	503 619	448 163
$h = [(1)+(2)\times(3)+(4)\times(5)+(6)\times(7)/1000]$	Custos de exploração líquidos aceites pela ERSE	224 715	275 021
(1)	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	70 680	55 004
(2)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/MWh)	4	5,126
(3)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - energia distribuída (GWh)	22 310	21 459
(4)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/MWh)	0	
(5)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - energia injectada (GWh)	213	
(6)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	12	18,14
(7)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - número clientes	6 055 785	6 064 579
$i = j + k$	Custos com capital afectos à actividade de Distribuição	210 876	126 747
$j = (8) + [(9)\times(10)] - (11)$	Custo com capital calculado no âmbito da rede convencional	209 563	126 747
(8)	Amortizações dos activos fixos, calculadas no âmbito da rede convencional	115 508	72 095
(9)	Valor médio dos activos fixos, calculado no âmbito da rede convencional	1 114 504	1 131 057
(10)	Taxa de remuneração dos activos fixos, calculada no âmbito da rede convencional	9,5%	6,75%
(11)	Ajustamento t-1 CAPEX	11 823	21 694
$k = (12) + [(13)\times(14)] - (15)$	Custo com capital calculado no âmbito da rede inteligente	1 313	
(12)	Amortizações dos activos fixos, calculadas no âmbito da rede inteligente	3 472	
(13)	Valor médio dos activos fixos, calculado no âmbito da rede inteligente	17 111	
(14)	Taxa de remuneração dos activos fixos, calculada no âmbito da rede inteligente	11%	
(15)	Ajustamento t-1 CAPEX	4 041	
l	Montantes associados a planos de reestruturação de efectivos	37 384	36 874
m	Custos com rendas de concessão	256 893	257 503
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	-20 360	-28 678
B = h + i + l + m + n - o	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	750 228	724 824
C = A + B	Total de proveitos	1 253 847	1 172 987

4.3.2.2 AJUSTAMENTOS

AJUSTAMENTOS DE 2013

De acordo com o n.º 6 do artigo 85.º do Regulamento Tarifário, o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2013 e os que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 85.º aos valores realmente verificados em 2013, deduzido dos custos com os incentivos à redução de perdas e à melhoria da qualidade de serviço.

O Quadro 4-49 compara os valores verificados em 2013 (“2013”) com os previstos no cálculo das tarifas de 2013 (“Tarifas 2013”). O desvio a repercutir nas tarifas de 2015 resulta da diferença entre os proveitos faturados pelos distribuidores vinculados pela aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição fixadas para 2013, de 1 223 786³⁸ milhares de euros, e a soma dos proveitos permitidos recalculados com os valores reais, no montante de 1 226 456³⁹ milhares de euros, com os incentivos aceites a *posteriori* (-3 980⁴⁰ milhares de euros). Esta diferença de -31 618 milhares de euros⁴¹ é atualizada para 2015 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média de 2013, acrescida de 1,5 pontos percentuais e a taxa de juro EURIBOR a 12 meses média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2014, acrescida de 1,5 pontos percentuais.

A consideração de eventual sobreinvestimento terá apenas efeito no cálculo do ajustamento de 2014 a repercutir nas tarifas de 2016, após análise detalhada da informação relativa ao período de regulação.

³⁸ Proveitos faturados da URDAT/MT, 496 686 milhares de euros (linha B) + Proveitos faturados da URDBT, 727 100 milhares de euros (linha J).

³⁹ Proveitos da DEE em AT/MT, 484 813 milhares de euros (linha A) + Proveitos da DEE em BT, 741 643 milhares de euros (linha I).

⁴⁰ Melhoria da Qualidade de Serviço 577 milhares de euros (linha D) + Redução de Perdas em AT/MT, - 2 023 milhares de euros (linha E) e em BT, -2 534 milhares de euros (linha L).

⁴¹ Um valor negativo significa valor a recuperar pela empresa.

Quadro 4-49 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica

		Unidade: 10 ⁶ EUR	
		2013	Tarifas 2013
$a = [(1)+(2) \times 3] + (4) \times 5 + ((6) \times 7) / 1000]$	Custos de exploração líquidos aceites pela ERSE	158 296	159 778
(1)	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	40 317	40 317
(2)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/MWh)	1,36400	1,36400
(3)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - energia distribuída (GWh)	44 370	45 073
(4)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	0,51100	0,51100
(5)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - energia injetada (GWh)	17 641	19 292
(6)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/cliente)	2 033,925	2 033,925
(7)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - número clientes	23 818	23 660
$b = (8) + [(9) \times 10]$	Custo com capital afecto à actividade de distribuição em AT/MT	311 637	333 370
	Custo com capital calculado no âmbito da rede convencional	311 676	333 370
(8)	Amortizações dos ativos fixos	151 034	151 371
(9)	Valor médio dos ativos fixos	1 874 543	1 915 520
(10)	Taxa de remuneração dos ativos fixos	8,56%	9,50%
	Ajustamento t-1 CAPEX	-25	-25
	Custo com capital calculado no âmbito da rede inteligente	61	
	Amortizações dos ativos fixos, calculadas no âmbito da rede inteligente	47	
	Valor médio dos ativos fixos, calculado no âmbito da rede inteligente	137	
	Taxa de remuneração dos ativos fixos, calculada no âmbito da rede inteligente	10,06%	
	Ajustamento t-1 CAPEX		
c	Montantes associados a planos de reestruturação de efetivos	21 520	21 944
d	Ajustamento no ano t dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em AT/MT	6 641	6 641
A = a + b + c - d	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	484 813	508 451
B	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD)	496 686	
C = B - A	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos em AT/MT	11 873	
D	Incentivo à melhoria da Qualidade de Serviço	577	
E	Incentivo à redução de perdas, em AT/MT	-2 023	
F = C - D - E	Desvio dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em 2012 em AT/MT	13 319	
G	Acerto do capex	17 405	
H = [(F x (1+i₂₀₁₂ⁿ))] x (1+i₂₀₁₃ⁿ) - G	Ajustamento em 2014 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em 2012, em AT/MT	-3 544	
$e = [(1)+(2) \times 3] + (4) \times 5 + ((6) \times 7) / 1000]$	Custos de exploração líquidos aceites pela ERSE	227 562	237 210
(1)	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	72 763	72 763
(2)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	3,887	3,887
(3)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - energia distribuída	21 322	23 395
(4)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	0,000	0,000
(5)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - energia injectada	382,354	0,000
(6)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	11,865	11,865
(7)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - número clientes	6 061 698	6 195 542
$f = g + h$	Custos com capital afectos à actividade de Distribuição em BT	206 743	222 653
$g = (8) + [(9) \times 10]$	Custo com capital calculado no âmbito da rede convencional	206 032	216 624
(8)	Amortizações dos ativos fixos, calculadas no âmbito da rede convencional	113 218	112 248
(9)	Valor médio dos ativos fixos, calculado no âmbito da rede convencional	1 099 782	1 112 999
(10)	Taxa de remuneração dos ativos fixos, calculada no âmbito da rede convencional	8,56%	9,50%
	Ajustamento t-1 CAPEX	1 360	1 360
$h = (11) + [(12) \times 13]$	Custo com capital calculado no âmbito da rede inteligente	710	6 030
(11)	Amortizações dos ativos fixos, calculadas no âmbito da rede inteligente	57	4 342
(12)	Valor médio dos ativos fixos, calculado no âmbito da rede inteligente	6 220	15 098
(13)	Taxa de remuneração dos ativos fixos, calculada no âmbito da rede inteligente	10,06%	11,00%
	Ajustamento t-1 CAPEX	-27	-27
i	Montantes associados a planos de reestruturação de efetivos	41 696	42 306
j	Custos com rendas de concessão	254 054	257 059
k	Ajustamento no ano t dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em BT	-11 588	-11 588
I = e + f + i + j - k	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	741 643	770 815
J	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD)	727 100	
K = J - I	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos em BT	-14 543	
L	Incentivo à redução de perdas, em BT	-2 534	
M = K - L	Desvio dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t em BT	-12 009	
N	acerto do capex	16 180	
O = [M x (1+i₂₀₁₃ⁿ)] x (1+i₂₀₁₄ⁿ) - N	Ajustamento em 2014 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em 2012, em BT	-28 678	
P = H + O	Ajustamento em 2015 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em 2013	-32 222	
i_{2013}^D	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2013 acrescida de spread	2,036%	
i_{2014}^D	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2014 acrescida de spread	1,995%	

Nesta atividade aplicou-se até 2011 uma metodologia de regulação do tipo *price cap* sobre o conjunto dos custos regulados (de exploração e de investimento). A partir de 2012, retirou-se o custo com capital do âmbito do *price cap*.

Desta forma, sendo a atividade de Distribuição de Energia Elétrica regulada por custos aceites no CAPEX e *price-cap* no OPEX, os proveitos a proporcionar nesta atividade em 2013 dependem dos seguintes fatores:

- Evolução dos ativos a remunerar;
- Evolução da taxa de remuneração dos ativos;
- Evolução dos *drivers* de custo do OPEX (energia elétrica entregue pelas redes de distribuição, energia injetada na rede e número de clientes);
- Nível de perdas nas redes de distribuição;
- Energia não distribuída em MT;
- Outros custos aceites.

Seguidamente é analisado, para cada um daqueles fatores, o desvio verificado em 2013.

a) Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar

O Quadro 4-50 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de DEE. Recorde-se que, a partir do novo período de regulação (2012-2014), o CAPEX deixa de estar incluído no âmbito do *price-cap* passando a ser baseado num modelo de custos aceites.

Quadro 4-50 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

Unidade: 10³ EUR

	2013 (1)	Tarifas 2013 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
Investimento a custos técnicos	312 402	359 800	-13,2%
Ativo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	12 230 235	12 269 169	
Investimento Directo	35 243	34 902	
Transferências para Exploração	308 543	351 342	
Reclassificações, alienações e abates	-46 675	0	
Saldo Final (2)	12 527 345	12 655 414	-1,0%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	7 835 366	7 846 909	
Amortizações do Exercício	363 151	366 598	
Regularizações	-43 188	0	
Saldo Final (4)	8 155 329	8 213 507	-0,7%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	1 423 283	1 414 520	
Comparticipações do ano	57 748	46 531	
Amortização do ano	98 794	98 637	
Regularizações	0	0	
Saldo Final (6)	1 382 237	1 362 414	1,5%
Ativo líquido a remunerar			
Valor de 2012 (7) = (1) - (3) - (5)	2 971 585	3 007 741	-1,2%
Valor de 2013 (8) = (2) - (4) - (6)	2 989 779	3 079 493	-2,9%
Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	2 980 682	3 043 617	-2,1%

O desvio de -2,1% no ativo líquido a remunerar resulta de uma sobrestimação do valor do ativo para 2012 e do valor dos investimentos para 2013 considerados no cálculo dos proveitos permitidos aquando a definição de Tarifas para 2013, por comparação com os valores verificados em 2013. A justificação para o desvio mencionado poderá decorrer da atual conjuntura económica associada a um contexto de diminuição verificada nos consumos de energia elétrica.

b) Taxa de remuneração do custo de capital

No período de regulação 2012-2014, o custo de capital resultou das *yields* das Obrigações do Tesouro a 5 anos dos cinco principais países da Zona Euro cotados com AAA⁴², fixada para o período de

⁴² Foram considerados os seguintes países: Alemanha, Áustria, Finlândia, Holanda e França.

regulação, acrescido de um majorante que internaliza o prémio de risco de mercado. Este majorante usa como base de indexação a cotação média dos CDS⁴³ da República Portuguesa a 5 anos, calculada nos 12 meses terminado no mês de setembro a que diz respeito as tarifas. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2013 foi de 9,50% para remunerar os ativos pertencentes à rede convencional e de 11,00% para os ativos classificados como rede inteligente. Devido à evolução das cotações médias dos CDS da Republica Portuguesa em 2013, as taxas de remuneração finais para o ano de 2013 correspondem a 8,56% e 10,06%, respetivamente.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2013, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2014, no montante de 33 585 milhares de euros, foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2013.

c) Evolução dos indutores de custos no OPEX

De acordo com a aplicação da fórmula de *price-cap*, o nível de OPEX aceite para 2013 apresenta um decréscimo de 2,8% entre o valor de 2013 (385,9 milhões de euros) e o considerado para cálculo de tarifas para 2013 (397 milhões de euros). A justificação de tal evolução é apresentada no quadro seguinte, em que se verifica uma redução global no número de clientes considerado e, conseqüentemente, na energia distribuída.

Quadro 4-51 - Evolução dos indutores de custos no OPEX

	2013	Tarifas 2013	Desvio (2013 - Tarifas 2013)	
			Valor	%
Redes de AT/MT				
Energia distribuída (GWh)	44 370	45 073	-703	-1,6%
Energia injetada (GWh)	17 641	19 292	-1 651	-8,6%
Clientes (número)	23 818	23 660	158	0,7%
Redes de BT				
Energia distribuída (GWh)	21 322	23 395	-2 073	-8,9%
Energia injetada (GWh)	382	0	382	
Clientes (número)	6 061 698	6 195 542	-133 844	-2,2%

⁴³ Credit Default Swaps.

Recorde-se que a componente variável, ou seja, a componente do OPEX que varia consoante o desenvolvimento da atividade da empresa, apresenta em 2013 um peso de cerca de 70% no total do OPEX controlável aceite pela ERSE em cada nível de tensão (AT/MT e BT).

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2014

Foi efetuado um ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2014 da DEE, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano. O valor total a devolver ao sistema, que decorre, em parte, da revisão em baixa das taxas de remuneração em cerca de 1,25% é de cerca de 53 milhões de euros, conforme apresentado no quadro seguinte.

Quadro 4-52 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2014 da DEE

Atividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2014	2014 em 2014	Tarifas 2015
1	Amortizações dos activos fixos		156 209	155 997
2	Valor médio dos activos fixos		1 945 454	1 886 035
3	Taxa de remuneração dos activos fixos		9,5%	8,26%
A = 1 + 2*3	Custo com capital afecto à actividade de distribuição em AT/MT		341 027	311 771
B = A ₂₀₁₄ - A _{2014 em 2014}	Ajustamento AT/MT sem juros			29 256
it-1D	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2014 acrescida de 1,5 pontos percentuais			1,995%
C = (1 + i _{t-1D})*B	Ajustamento AT/MT com juros			29 840
Atividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT rede convencional		Tarifas 2014	2014 em 2014	Tarifas 2015
1	Amortizações dos activos fixos, calculadas no âmbito da rede convencional		115 508	113 089
2	Valor médio dos activos fixos, calculado no âmbito da rede convencional		1 114 504	1 103 919
3	Taxa de remuneração dos activos fixos, calculada no âmbito da rede convencional		9,50%	8,26%
A = 1 + 2*3	Custo com capital calculado no âmbito da rede convencional		221 386	204 265
B = A ₂₀₁₄ - A _{2014 em 2014}	Ajustamento BT rede convencional sem juros			17 121
it-1D	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2014 acrescida de 1,5 pontos percentuais			1,995%
C = (1 + i _{t-1D})*B	Ajustamento BT rede convencional com juros			17 462
Atividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT rede inteligente		Tarifas 2014	2014 em 2014	Tarifas 2015
1	Amortizações dos activos fixos, calculadas no âmbito da rede convencional		3 472	248
2	Valor médio dos activos fixos, calculado no âmbito da rede convencional		17 111	9 808
3	Taxa de remuneração dos activos fixos, calculada no âmbito da rede convencional		11,00%	9,76%
A = 1 + 2*3	Custo com capital calculado no âmbito da rede convencional		5 354	1 205
B = A ₂₀₁₄ - A _{2014 em 2014}	Ajustamento BT rede inteligente sem juros			4 148
it-1D	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2014 acrescida de 1,5 pontos percentuais			1,995%
C = (1 + i _{t-1D})*B	Ajustamento BT rede inteligente com juros			4 231
Atividade de Distribuição de Energia Eléctrica em MT rede inteligente		Tarifas 2014	2014 em 2014	Tarifas 2015
1	Amortizações dos activos fixos, calculadas no âmbito da rede convencional		1 329	196
2	Valor médio dos activos fixos, calculado no âmbito da rede convencional		6 866	5 083
3	Taxa de remuneração dos activos fixos, calculada no âmbito da rede convencional		11,00%	9,76%
A = 1 + 2*3	Custo com capital calculado no âmbito da rede convencional		2 084	692
B = A ₂₀₁₄ - A _{2014 em 2014}	Ajustamento MT rede inteligente sem juros			1 392
it-1D	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2014 acrescida de 1,5 pontos percentuais			1,995%
C = (1 + i _{t-1D})*B	Ajustamento MT rede inteligente com juros			1 420

MECANISMO DE INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

O Regulamento Tarifário estabelece um mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição que visa influenciar as decisões de investimento do operador da RND relativamente a projetos que permitam alcançar reduções extraordinárias de perdas, ou seja, outros projetos de investimento adicionais aos previstos pela empresa para fazer face à evolução normal dos consumos.

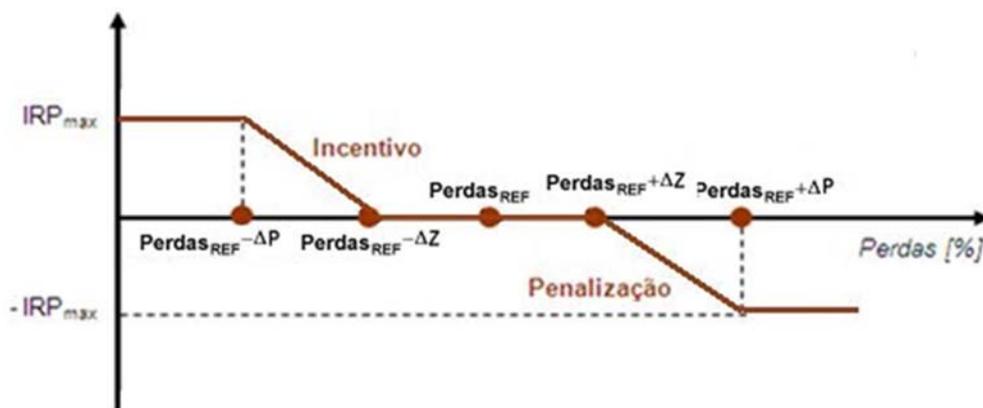
Assim, este mecanismo permite ao operador da RND ser remunerado adicionalmente pelo seu desempenho, caso consiga reduzir as perdas nas suas redes abaixo de um valor de referência determinado pela ERSE, sendo penalizado caso o valor das perdas seja superior ao valor de referência.

a) Mecanismo aplicado durante o período regulatório 2012-2014

O mecanismo de incentivo em vigor durante o período regulatório 2012-2014 baseia-se numa aplicação simétrica em função da diferença entre o valor real de perdas e o valor das perdas de referência, descontado de uma banda morta. O mecanismo prevê ainda um limite superior e inferior para as perdas, conforme ilustrado na Figura 4-13, tendo em consideração os seguintes parâmetros:

- Valor das perdas de referência, P_{REF} .
- Parâmetro de valorização unitária das perdas, V_p .
- Variação máxima (ΔP), para aplicação do mecanismo de incentivo à redução das perdas (limite válido em caso de ganho ou penalização).
- Variação da banda morta (ΔZ), dentro da qual não é aplicada a valorização das perdas (limite válido em caso de ganho ou penalização).

Figura 4-13 - Mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição



b) Parâmetros do incentivo no período regulatório 2012-2014

O Quadro 4-53 resume os parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição no período regulatório 2012-2014.

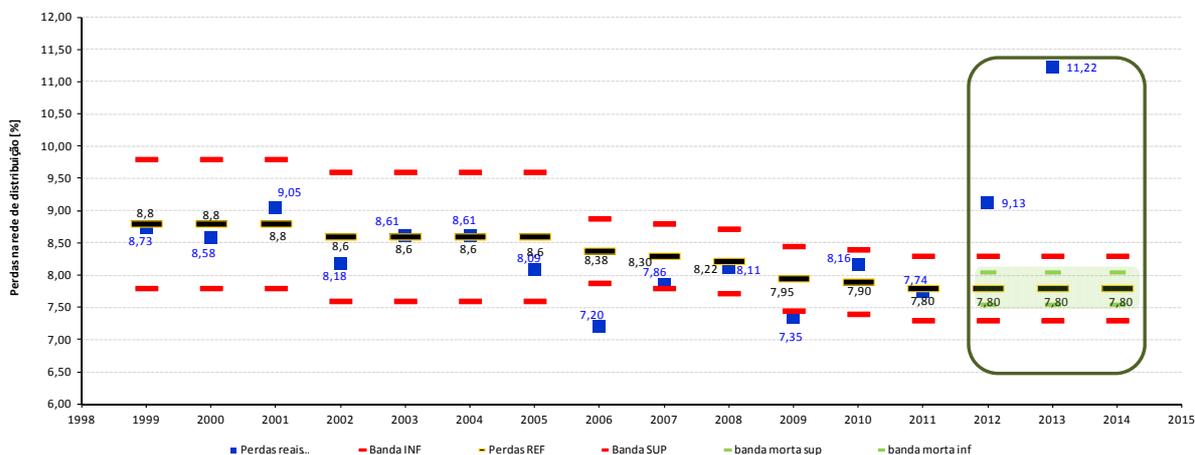
Quadro 4-53 - Parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2012-2014

	2012	2013	2014
Valor das perdas de referência (%)	7,80	7,80	7,80
Varição máxima aceite (ΔP)	0,50	0,50	0,50
Varição máxima da banda morta (ΔZ)	0,25	0,25	0,25

c) Evolução das perdas nas redes de distribuição

Para efeitos do mecanismo de incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição, o cálculo das perdas tem como referencial a energia saída das redes de distribuição, excluindo, portanto, os consumos em MAT. A Figura 4-14 apresenta a evolução das perdas nas redes de distribuição, verificadas entre 1999 e 2013, no seu referencial da saída.

Figura 4-14 - Evolução das perdas verificadas nas redes de distribuição no seu referencial da saída



d) Evolução da valorização das perdas

O Quadro 4-54 apresenta a variação das perdas ocorrida em 2012 e 2013, face aos valores de referência, bem como os valores a pagar pela empresa, resultantes da aplicação do parâmetro de valorização das perdas (V_p), fixado pela ERSE.

Quadro 4-54 - Aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição no período regulatório 2012-2014

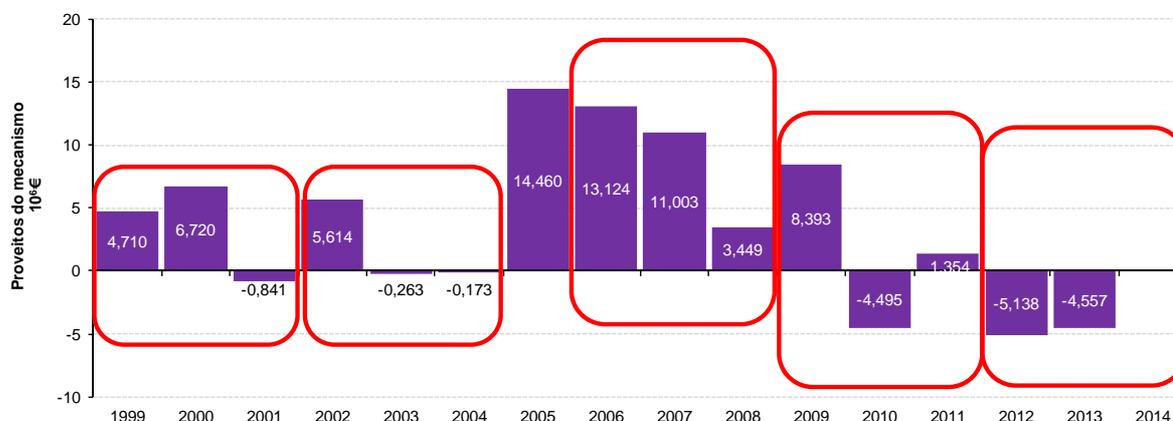
		2012	2013
Valor real das perdas	(%)	9,13	11,22
Valor limite superior do incentivo	(%)	8,30	8,30
Valor limite superior da banda morta	(%)	8,05	8,05
Valor das perdas de referência	(%)	7,80	7,80
Diferença perdas	p.p.	1,08	3,17
Diferença perdas máxima	p.p.	0,25	0,25
Valorização das perdas Vp	(€/MWh)	48,07	43,65
Energia fornecida (TWh)	(TWh)	42,754	41,763
Valor a pagar pela empresa	(10 ⁶ €)	5,138	4,557

Para efeitos da valorização da energia de perdas em 2013, foi decidido utilizar a média aritmética dos preços médios mensais do mercado diário, que resultou no valor de 43,65 €/MWh. Esta valorização aplicada à diferença entre o valor real das perdas verificadas e o valor das perdas de referência, descontado da banda morta, resulta, se negativo, numa penalização para o operador das redes de distribuição.

A diferença entre as perdas reais (11,22%) e o valor superior da banda morta (8,05%) foi de 3,17pp. No entanto, como as perdas reais excederam o limite superior do incentivo (8,30%), a diferença foi limitada ao seu valor máximo, ou seja 0,25pp. Assim, o valor da penalidade é 4,557 milhões de euros.

A figura seguinte apresenta a evolução dos montantes resultantes da aplicação do mecanismo de incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição desde 1999, sendo de realçar que relativamente a 2013, tal como em 2012, houve lugar a uma penalização pelo facto do valor das perdas reais ocorridas ser superior ao valor das perdas de referência.

Figura 4-15 - Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição



INCENTIVO À MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO

O valor do incentivo à melhoria da qualidade de serviço na rede de distribuição em MT depende do valor da energia não distribuída (*END*). Este incentivo tem uma atuação *a posteriori* com um desfasamento de dois anos.

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

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

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

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

Os valores dos parâmetros do mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço, em vigor em 2013, publicados com as tarifas e os preços da energia elétrica para o ano de 2012, através do Diretiva n.º7/2011, de 22 de dezembro, Diário da República (2.ª série), da ERSE, encontram-se no Quadro 4-55.

Quadro 4-55 - Valores dos parâmetros de qualidade de serviço em vigor para 2013

END_{REF}	$0,000134 \times ED$
ΔV	$0,12 \times END_{REF}$
VEND	1,5 €/ kWh
$ RQS_{max} = RQS_{min} $	5 000 000 €

O valor do incentivo à melhoria da qualidade de serviço relativo a 2013 foi determinado com base na informação disponibilizada à ERSE e considerada a mais adequada ao cálculo do valor de *ED*, i.e., atendendo à discriminação por período horário e nível de referência.

O Quadro 4-56 apresenta o modo de determinação da *END* em 2013, com indicação dos valores de energia ativa utilizados, das diversas parcelas que constituem a *ED* e do valor de *TIEPI* obtido em 2013 nas condições estabelecidas para efeitos de cálculo do incentivo à melhoria da qualidade de serviço.

Quadro 4-56 - Determinação do valor de energia distribuída e da energia não distribuída, em 2013

Valores de energia activa 2013	Período horário - h				Total
	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio	
$W_{RNTAT MR}$: entregas REN-DV considerando as entregas a clientes em MAT (MWh)	6 469 864,59	22 730 162,07	12 902 344,83	6 405 220,36	48 507 591,85
$W_{CMAT MR}$: vendas a clientes finais do mercado regulado (MWh)	5 032,69	18 388,24	12 987,73	7 072,99	43 481,64
$W_{CMAT ML}$: vendas a clientes finais no mercado liberalizado (MWh)	130 429,72	891 819,16	647 165,35	382 049,14	2 051 463,36
$W_{RNTAT} = W_{RNTAT MR} + W_{CMAT MR}$ (MWh)	6 334 402,18	21 819 954,67	12 242 191,76	6 016 098,24	46 412 646,85
γ_{AT}	0,0131	0,0131	0,0119	0,0121	
$1 + \gamma_{AT}$	1,0131	1,0131	1,0119	1,0121	
$(1 + \gamma_{AT})^{-1}$	0,9871	0,9871	0,9882	0,9880	
$W_{RNTAT} \times (1 + \gamma_{AT})^{-1}$ (MWh)	6 252 494,51	21 537 809,37	12 098 222,90	5 944 173,74	45 832 700,51
$W_{CAT MR}$: vendas a clientes finais do mercado regulado (MWh)	6 206,86	23 957,92	19 488,19	14 370,41	64 023,37
$W_{CAT ML}$: vendas aos clientes do mercado livre referencial de consumo (MWh)	709 255,11	2 833 662,39	1 937 254,37	1 104 103,00	6 584 274,87
$W_{CAT} = W_{CAT MR} + W_{CAT ML}$ (MWh)	715 461,97	2 857 620,31	1 956 742,55	1 118 473,41	6 648 298,25
$[W_{RNTAT} \times (1 + \gamma_{AT})^{-1}] - (W_{CAT})$ (MWh)	5 537 032,53	18 680 189,05	10 141 480,35	4 825 700,33	39 184 402,27
$ED = [W_{RNTAT} \times (1 + \gamma_{AT})^{-1}] - (W_{CAT})$ (MWh)					39 184 402,27
TIEPI (min)					56,95
TIEPI (h)					0,95
T (h)					8 760,00
$END = ED \times TIEPI / T$ (MWh)					4 245,72

Com base no valor de *ED* em 2013 obtêm-se os valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço que se apresentam no Quadro 4-57.

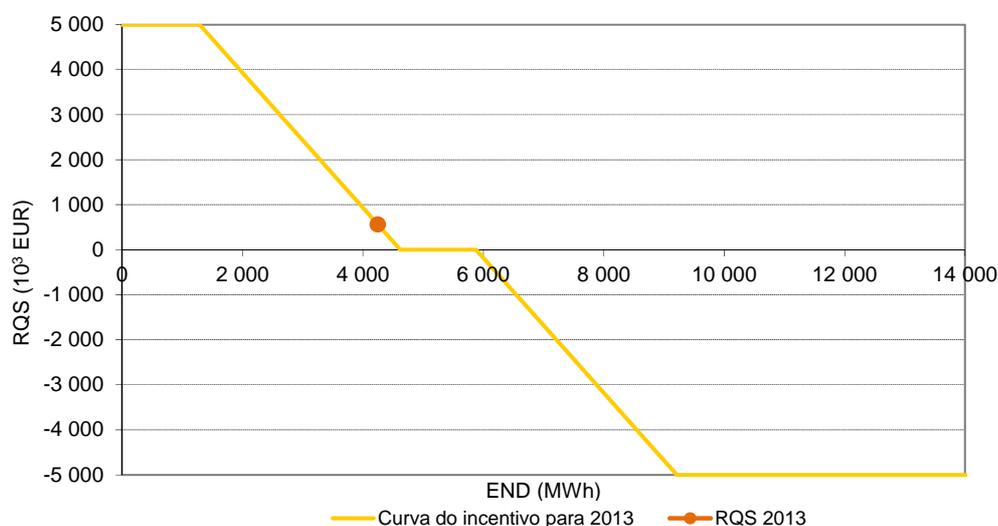
Quadro 4-57 - Valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2013

END	(MWh)	4245,72
$END_{REF} = 0,000134 \times ED$	(MWh)	5250,71
$\Delta V = 0,12 \times END_{REF}$	(MWh)	630,09
$END_{REF} - \Delta V$	(MWh)	4620,62
$END_{REF} + \Delta V$	(MWh)	5880,80

Atendendo ao mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço, sendo o valor de END em 2013 inferior a $END_{REF} - \Delta V$, o valor do incentivo constitui um aumento nos proveitos permitidos da atividade de distribuição em MT no valor de 562 353,43 euros.

Na Figura 4-16 é possível visualizar a curva do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2013, bem como o posicionamento do respetivo valor de END e incentivo associado.

Figura 4-16 - Incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2013



Importa ainda referir que no cálculo do valor do incentivo à melhoria da qualidade de serviço relativo ao desempenho da RND no ano de 2012, a ERSE não teve em conta que esse era um ano bissexto. Assim, o valor correto do incentivo para o ano de 2012 seria de 1 474 729,88 euros, um valor 14 984,74 euros superior ao considerado.

No sentido de corrigir as consequências do erro identificado no cálculo do incentivo à melhoria da qualidade de serviço relativo ao ano de 2012, os proveitos permitidos da atividade de distribuição em MT deverão ser acrescidos do valor de 14 984,74 euros.

4.4 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.

4.4.1 ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA

4.4.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

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 o CUR satisfazer os fornecimentos aos seus clientes.

Em 2011 com a alteração regulamentar procedeu-se ao alargamento da regulação por incentivos a esta atividade. Esta metodologia obrigou 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 desta atividade do CUR, bem como permitir aplicar metodologias de incentivo à aquisição eficiente de energia elétrica para fornecimento a clientes.

CUSTOS COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NOS MERCADOS ORGANIZADOS

Desde 1 de julho de 2007, o comercializador de último recurso adquire no mercado organizado (MIBEL) a energia elétrica para satisfazer os fornecimentos aos seus clientes. 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 aos produtores em regime especial, a qual deve, em cada hora, ser descontada na sua carteira de consumos.

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 4-58 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da sua procura

Unidade: GWh

	Real		Proposta EDP SU junho 2014		ERSE Tarifas 2015		Diferenças ERSE - EDP SU	
	2012	2013	2014	2015	2014	2015	2014	2015
+ Saldo da compra e venda de energia para fornecimentos do CUR	3 697	-5 321	-9 872	-12 581	-11 074	-15 214	-1 202	-2 633
+ Produção em regime especial	18 982	22 114	21 996	21 360	21 996	20 965	0	-395
- Perdas na rede de Distribuição	2 615	2 531	1 748	1 338	1 726	1 021	-22	-317
(perdas/fornecimentos)	13,28%	18,12%	16,85%	17,99%	19,16%	21,99%		
- Perdas na rede de Transporte	297	246	0	0	185	86	185	86
(perdas/fornecimentos)	1,5%	1,8%	0,0%	0,0%	2,1%	1,8%		
Total das aquisições	22 679	16 793	12 123	8 779	10 922	5 751	-1 202	-3 028

Fonte: ERSE, EDP SU

As aquisições de energia pelo CUR usadas no cálculo das tarifas para 2015 resultam das previsões da empresa, corrigidas para o nível de procura considerado pela ERSE e tendo em consideração a evolução histórica e o presente estado da liberalização do setor elétrico. A evolução dos fornecimentos do CUR por nível de tensão, bem como as estimativas para 2014 e previsões para 2015 consideradas pela ERSE, encontram-se no documento “Caracterização da procura de energia elétrica em 2015”.

AQUISIÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA À PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

No Quadro 4-59 apresenta-se o custo médio unitário de aquisição de energia elétrica à PRE previsto para 2015 por tecnologia e respetivas quantidades de energia.

Quadro 4-59 - Custo de aquisição de energia elétrica à PRE

	Tarifas 2015				
	Produção (GWh)	Preço médio de aquisição (€/MWh)	Custo Total (10 ³ EUR)	Preço referência p/ cálculo do diferencial de custo (€/MWh)	Sobrecusto PRE referente ao ano (10 ³ EUR)
PRE 1 ⁽¹⁾	14 088	102,95	1 450 322		784 312
Eólicas	10 803	93,70	1 012 241	47,27	501 530
Hídricas	1 129	96,10	108 497	47,27	55 123
Biogás	339	114,00	38 646	47,27	22 620
Biomassa	801	116,90	93 637	47,27	55 770
Fotovoltaica	473	312,20	147 671	47,27	125 310
RSU	543	91,40	49 630	47,27	23 960
PRE 2 ⁽²⁾	6 877	118,46	814 638		489 528
Térmica - Cogeração (NFER)	4 791	114,00	546 174	47,27	319 680
Térmica - Cogeração (FER)	1 830	100,30	183 549	47,27	97 036
Microgeração	256	331,70	84 915	47,27	72 813
Total da produção em regime especial	20 965	108,04	2 264 960		1 273 841

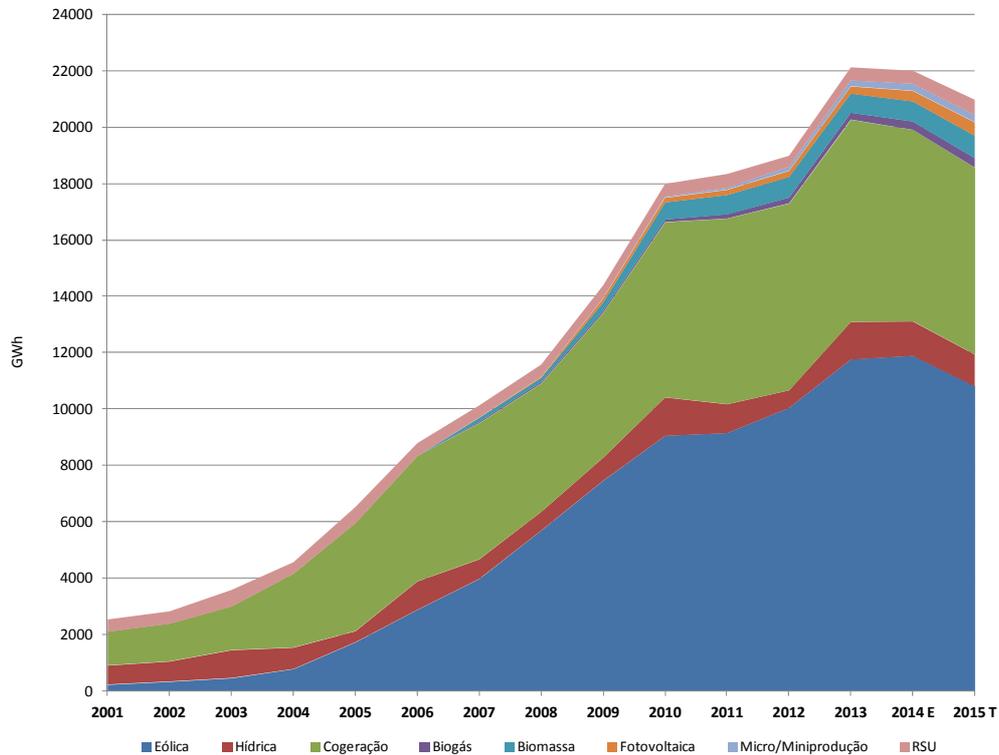
Notas: (1) PRE 1 - Produção em Regime Especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

(2) PRE 2 - Produção em Regime Especial, com remuneração por tarifa fixada administrativamente, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

Fonte: ERSE, EDP SU

A Figura 4-17 apresenta as quantidades ocorridas da PRE por tecnologia no período de 2001 a 2013, o valor estimado para 2014 e a previsão implícita no cálculo das tarifas de 2015. Até 2010 verificou-se um forte aumento da injeção de PRE nas redes, com crescimento anual sempre acima de dois dígitos, uma desaceleração em 2011 e 2012, com taxas de 1,9% e 3,5% respetivamente, seguida de forte subida em 2013 na ordem de 16,5%, consequência da forte eolicidade ($IPE_{2013}=1,18$) e hidraulicidade ($IPH_{2013}=1,17$). Para 2014, a ERSE teve em conta a estimativa da EDP SU, que incorpora dados reais do primeiro semestre do ano, nomeadamente a manutenção da produção de origem eólica e hídrica nos níveis elevados de 2013, a continuação de acentuados crescimentos de fotovoltaica, biogás e micro/miniprodução. Em sentido contrário, é esperada uma redução da produção de unidades de cogeração, que se associa ao fecho ou fim do regime bonificado de algumas instalações e também a particularidades operacionais de instalações de grande dimensão. A conjugação destes fatores resultará num decréscimo da produção em regime especial de cerca de 0,5% face a 2013. Em 2015, assumiu-se igualmente a previsão da EDP SU, que tem implícito o retorno a um valor médio dos índices de produtividade eólica e hídrica, que corresponderá a uma descida da produção em regime especial de 4,7% face à estimativa de 2014.

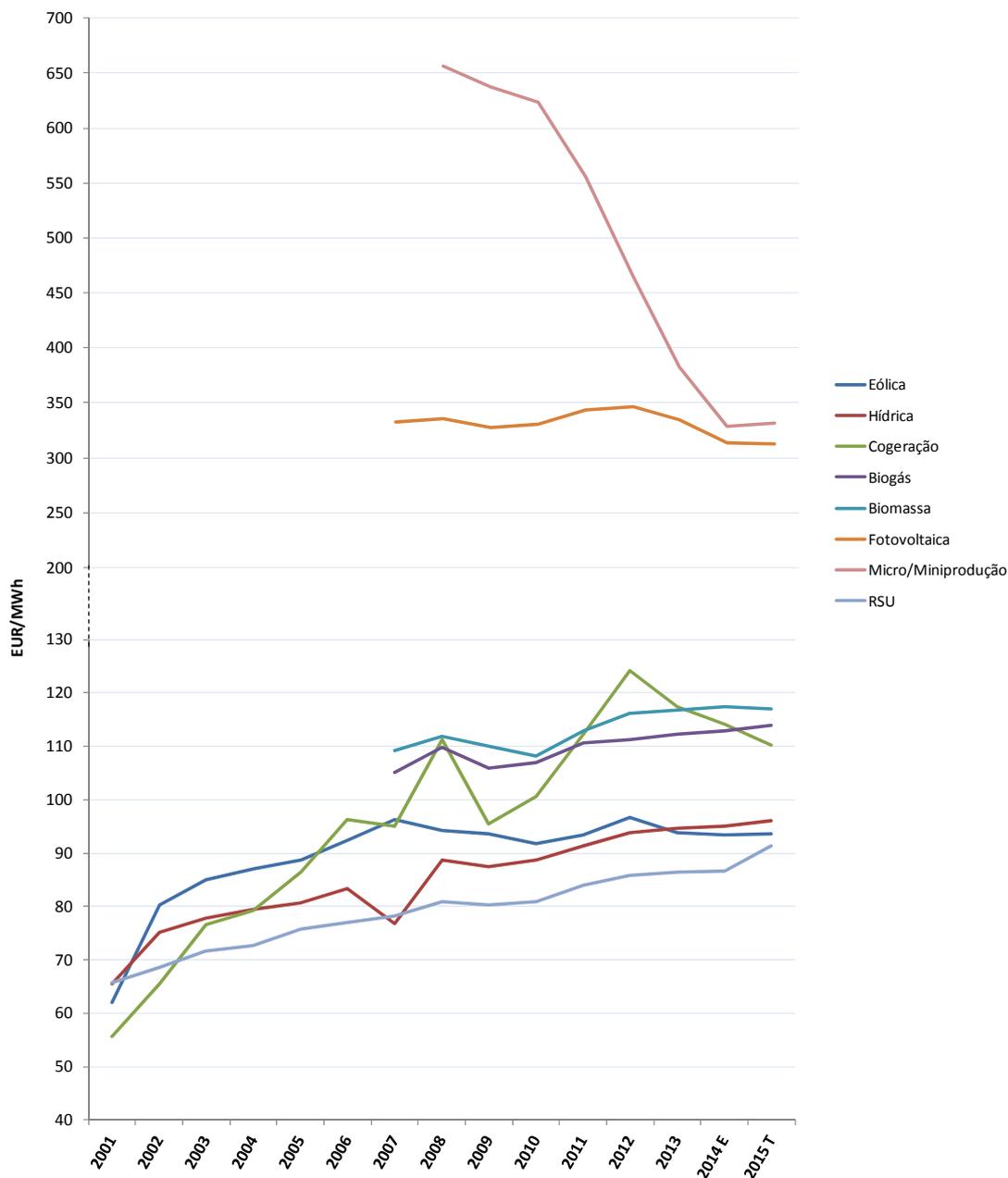
Figura 4-17 - Evolução das quantidades da PRE por tecnologia



Fonte: ERSE, EDP SU

A Figura 4-18 apresenta a evolução do preço unitário da PRE por tecnologia entre 2001 e 2013 (valores ocorridos), estimativa para 2014 e previsão para 2015. Em termos unitários, o preço médio de energia proveniente de PRE apresentou entre 2001 e 2013 uma taxa média anual de crescimento de 4,9%. Para 2014, o preço médio deverá decrescer cerca de 0,5%, principalmente em resultado da descida do preço da cogeração, dependente do preço do petróleo e do efeito resultante do regime remuneratório destas instalações estabelecido pela Portaria n.º 140/2012, de 14 de maio. Prevê-se que este fator se sobreponha, em média, aos demais fatores que afetam os custos de aquisição da PRE. Assinala-se também a descida, que se iniciou em 2012 e se deverá manter até 2015, do preço médio da solar fotovoltaica.

Figura 4-18 - Evolução do custo unitário PRE por tecnologia

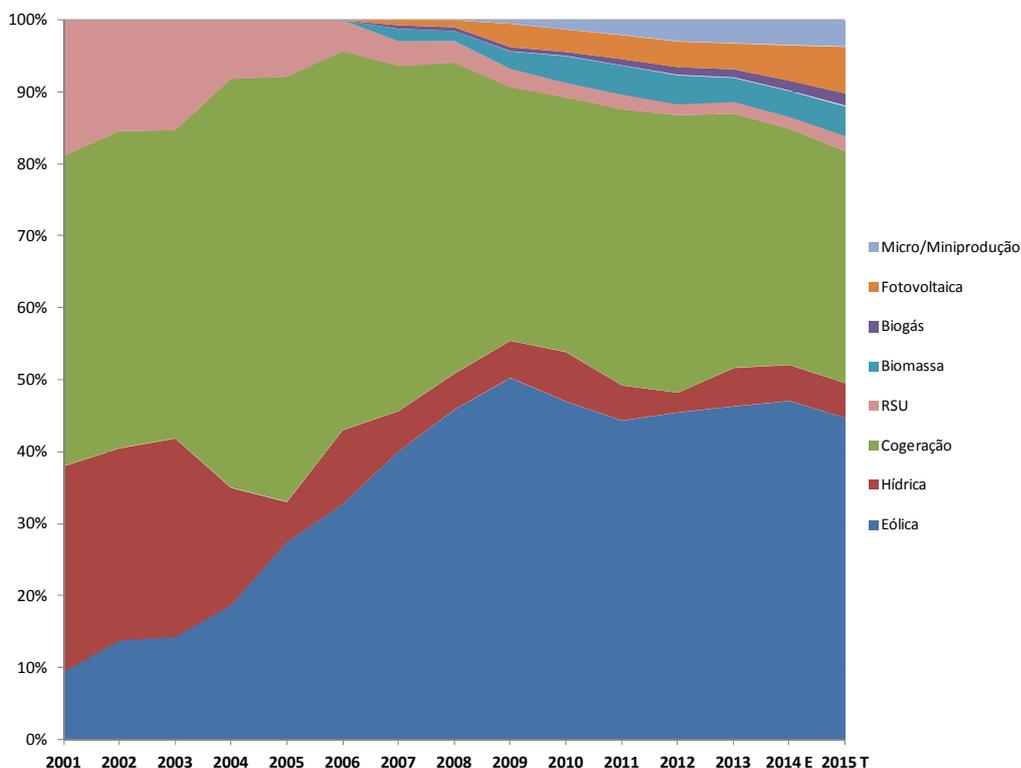


Fonte: ERSE, EDP SU

A Figura 4-19 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 a partir de 2006. Importa ainda assinalar, o peso crescente nos custos da PRE da micro/miniprodução e em particular da fotovoltaica, que em 2013 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 2015 o peso nas quantidades suba cerca de 1,5 pontos percentuais, mas o peso nos

custos deva subir mais de 3,5 pontos percentuais, em consequência do elevado preço unitário destas tecnologias.

Figura 4-19 - Peso de cada tecnologia no custo total da PRE



Fonte: ERSE, EDP SU

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 55,45 €/MWh, previsto para 2015 estão apresentados no ponto 2.4.

4.4.1.2 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 2014.
2. Os ajustamentos por aplicação da tarifa de Energia em 2013.
3. O ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo referente a 2013.

O quadro seguinte sintetiza o montante de ajustamentos referentes a 2013 e 2014.

Quadro 4-60 - Ajustamentos do comercializador de último recurso no âmbito da função CVEE FC

	Unidade 10 ³ EUR
	Tarifas 2015
Valor previsto para o ajustamento dos custos com a função CVEE FC, referente a 2014	216 971
Ajustamento da tarifa de energia, relativo a 2013	-107 521
Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo referente a 2013	-927
Total de ajustamentos a incorporar nos proveitos para 2014	108 523

Estes montantes ao abrigo do Artigo 97.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 97.º do Regulamento Tarifário.

Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula foram considerados os valores do Quadro 4-61.

Quadro 4-61 - Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes

		Unidade 10 ³ EUR	
		Tarifas 2014	Tarifas 2015
A	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes = (1) x (2) + (3) - (4) + (5)	705 651	318 886
1	Custo médio de aquisição de energia elétrica (sem custos com desvios de carteira e serviços de sistema)	55,80	53,49
2	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes CUR	11 965	5 751
3	Desvio por gestão carteira	14 754	2 760
4	Proveitos decorrentes da partilha de risco entre CUR e os comercializadores de mercado	0	0
5	Outros custos	23 203	8 511
B	Custos de funcionamento afectos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes, previstos para o ano t	4 556	4 074
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	285 836	216 971
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	-27 545	-107 521
E	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo referente a t-2 a incorporar nos proveitos do ano t	26 890	-927
F	Total dos proveitos a recuperar pela função de compra e venda de energia elétrica para fornecimento dos clientes = (A) + (B) - (C) - (D) - (E)	425 026	214 437
G	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos da sustentabilidade de mercados = - [(C) + (D) + (E)]	-285 181	-108 523
H	Total dos proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação da TE = (F) - (G)	710 207	322 960

AJUSTAMENTOS DE 2013

Em 2011, com a alteração regulamentar, procedeu-se ao alargamento da regulação por incentivos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do CUR, para 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 obrigou 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 teve 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.

a) Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial

De acordo com o artigo 87º do Regulamento Tarifário, o ajustamento dos proveitos permitidos da função Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial (CVEE PRE) resulta da diferença entre o valor de sobrecusto considerado nas tarifas de 2013 e a diferença entre os custos reais de:

- Aquisição a estes produtores e as quantidades adquiridas valorizadas a preço de mercado;
- Custos de funcionamento afetos à função CVEE PRE;

- Outros custos, designadamente custos com pagamento da tarifa de acesso à Rede de Transporte imputados aos produtores em regime especial.

O desvio de 2013 dos custos da PRE atingiu o montante de -552 420⁴⁴ milhares de euros, consequência: i) dos desvios nas medidas mitigadoras e ii) do aumento da diferença entre o custo unitário de aquisição da PRE e o preço de mercado, face ao inicialmente previsto. Este último efeito é apresentado no quadro seguinte.

Quadro 4-62 - Desvios custos da PRE

	2013	Tarifas 2013	Desvio (2013-T2013)	
			Valor	%
Quantidades (GWh)	22 114	19 292	2 822	14,6%
PRE 1	14 743	12 659	2 084	16,5%
PRE 2	7 371	6 632	738	11,1%
Preço (€/MWh)				
Preço médio de venda PRE	41,00	54,77	-13,77	-25,1%
Custo médio PRE	107,71	110,42	-2,71	-2,5%

Tal como referido anteriormente, desde a revisão regulamentar ocorrida em 2011, o preço de referência para o cálculo do diferencial de custo da PRE é apurado de forma diferente do preço de mercado de aquisição de energia elétrica para fornecimento aos clientes do CUR. Neste exercício são tidos em conta os perfis de aquisição da PRE, bem como os custos com desvios que lhe estão associados.

O ajustamento desta componente a repercutir em 2015, de -143 165 milhares de euros, resulta da diferença entre o desvio apurado com base em custos reais, de -573 319⁴⁵ milhares de euros, e o valor considerado provisoriamente em tarifas para 2013 (-430 154⁴⁶ milhares de euros), ambos os valores encontram-se atualizados para 2015. O quadro seguinte apresenta o cálculo deste desvio.

⁴⁴ Desvio PRE 1, -396 618 milhares de euros + Desvio PRE 2, -155 802 milhares de euros.

⁴⁵ Desvio PRE 1 atualizado, -411 173 milhares de euros + Desvio PRE 2 atualizado, -162 146 milhares de euros.

⁴⁶ Ajustamento provisório PRE 1 atualizado, -265 622 milhares de euros e ajustamento provisório PRE 2 atualizado, -164 532 milhares de euros

Quadro 4-63 - Cálculo do ajustamento da função Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial

Unidade: 10³ EUR

		2013
A	Diferencial da PRE ¹ recuperado em 2013	84 200
B	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica determinado com base em valores reais [(1) - (2) + (3) + (4) - (5) - (6) + (7) - (8)]	480 818
1	Compras	1 463 398
2	Vendas	604 460
3	Outros custos	5 395
4	Custos de funcionamento	6 070
5	Ajustamento t-1	-144 260
6	Ajustamento t-2	-24 773
7	Alisamento quinquenal - artº 73º A	-483 299
8	Medidas de atenuação de impactes dos custos com a PRE decorrentes da legislação em vigor	75 317
C	Desvio do diferencial PRE ¹ , em 2013 (A) - (B)	-396 618
	Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência decorrente do DL 74/2013	1 531
	Desvio do diferencial PRE ¹ , com mecanismo regulatório DL 74/2013	-395 086
D	Desvio do diferencial PRE ¹ , em 2013 actualizado para 2015 = $C \times (1 + i_{t-2}^E) \times (1 + i_{t-1}^E)$	-411 173
E	Valor do ajustamento provisório calculado em 2013 e incluído nos proveitos de 2014	-260 426
F	Valor do ajustamento provisório calculado em 2013 e incluído nos proveitos de 2014, actualizado para 2015 = $F \times (1 + i_{t-1}^E)$	-265 622
G	Ajustamento do diferencial PRE ¹ , de 2013 a recuperar nos proveitos permitidos de 2015 = (D) - (F)	-145 551
H	Diferencial da PRE ² recuperado em 2013	277 157
I	Diferencial de custos com a aquisição de energia eléctrica determinado com base em valores reais [(7) - (8) + (9) + (10) - (11) - (12) + (13) + (14)]	432 959
7	Compras	918 513
8	Vendas	302 191
9	Outros custos	5 395
10	Custos de funcionamento	6 070
11	Ajustamento t-1	-120 550
12	Ajustamento t-2	-38 516
13	Cogeração FER	113 678
14	Alisamento quinquenal - artº 73º A	-467 571
J	Desvio do diferencial PRE ² , em 2013 (H) - (I)	-155 802
K	Desvio do diferencial PRE ² , em 2013 actualizado para 2015 = $J \times (1 + i_{t-2}^E) \times (1 + i_{t-1}^E)$	-162 146
L	Valor do ajustamento provisório calculado em 2013 e incluído nos proveitos de 2014, actualizado para 2015 = $F \times (1 + i_{t-1}^E)$	-161 313
M	Valor do ajustamento provisório calculado em 2013 e incluído nos proveitos de 2014, actualizado para 2015 = $F \times (1 + i_{t-1}^E)$	-164 532
N	Ajustamento do diferencial PRE ² , de 2013 a recuperar nos proveitos permitidos de 2015 = (K) - (M)	2 386
O	Ajustamento do diferencial PRE, de 2013 a repercutir nos proveitos permitidos de 2015 [(G) + (N)]	-143 165
i_{t-2}^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2013 acrescida de spread	2,036%
i_{t-1}^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2014 acrescida de spread	1,995%

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

PRE² - Produção em Regime Especial, com remuneração por tarifa fixada administrativamente, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

No cálculo tarifário de 2013 foram incluídos cerca de 12 milhões de euros, referentes ao mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, que se ajustam definitivamente para 1,5 milhões de euros nos proveitos para 2015.

b) Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes

De acordo com o artigo 88º do Regulamento Tarifário, os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes (CVEE FC) são ajustados pela diferença entre os valores faturados pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de energia e os custos com aquisição de energia elétrica para fornecimento a clientes calculados com base em custos reais. O ajustamento na função CVEE FC referente a 2013 a repercutir nas tarifas de 2015 é de -107 521 milhares de euros, de acordo com os valores apurados no Quadro 4-64.

Quadro 4-64 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes

		Unidade 10 ³ EUR
		2013
+	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	798 154
+	Custo médio de aquisição	46,74
+	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes do CUR	16 793
+	Desvio por gestão de carteira	-25 379
+	Proveitos decorrentes da partilha de risco entre CUR e os comercializadores de mercado	0
+	Outros custos	38 636
+	Custos de funcionamento afectos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica e aceites pela ERSE	3 784
-	Correção extraordinária referente aos custos de funcionamento 2010	0
A	Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da TE	801 938
B	Proveitos faturados com a aplicação da TE a clientes finais deduzida aditividade e sobreproveito	978 756
C	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica (B-A), em 2013	176 818
D	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica atualizados para 2015 = $(C) \times (1 + i_{t-2}^E) \times (1 + i_{t-1}^E)$	184 018
E	Desvio provisório dos ajustamentos de 2013 calculado em 2014 e atualizados para 2015	291 539
F	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica (D-E), em 2013 atualizado para 2015	-107 521
i_{t-2}^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2013 acrescida de spread	2,036%
i_{t-1}^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2014 acrescida de spread	1,995%

Aquando da definição das tarifas para 2013, a previsão para o custo médio de aquisição de energia elétrica pelo CUR (sem serviços de sistema⁴⁷), 58,82 €/MWh, foi superior ao ocorrido, 46,74 €/MWh.

Quadro 4-65 - Custo médio de aquisição de energia elétrica pelo CUR

Unid: €/MWh	
Tarifas 2013 Valor implícito nas tarifas	2013 Real
58,82	46,74

Nota: Sem serviços de sistema

Este facto deveu-se, em parte, ao preço de algumas *commodities* em 2013 ter-se revelado inferior relativamente ao valor previsto aquando da definição das tarifas para esse ano, como é ilustrado nas duas figuras seguintes e no Quadro 4-66.

Figura 4-20 - Evolução do preço CIF do carvão



O petróleo registou, em termos médios, uma ligeira descida do preço relativamente ao previsto, mas não muito relevante como se pode verificar na Figura 4-21.

⁴⁷ Os custos com serviços de sistema encontram-se na rubrica "Outros custos".

Figura 4-21 - Evolução do preço petróleo Brent



A penetração da produção em regime especial no conjunto de produção de energia elétrica, bem como a hidraulicidade são outros dois fatores explicativos da evolução do custo médio de aquisição de energia elétrica, sendo que existe uma relação inversa entre estes fatores e o preço de energia elétrica no mercado grossista. O Quadro 4-66 mostra que quer as injeções de PRE, quer o índice de produtividade hidroelétrica se situaram acima dos valores previstos no cálculo tarifário de 2013, o que provocou uma forte queda do preço no mercado grossista e, conseqüentemente, o desvio significativo do custo médio de aquisição do CUR no face ao previsto.

Quadro 4-66 - Condições de referência para a previsão do custo médio de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso em 2012

	Tarifas 2013 valores implícitos nas previsões	2013 real
Carvão (EUR/ton)	80,81	67,29
Petróleo - Brent (EUR/bbl)	85,62	82,64
Índice de Produtividade Hidroelétrica	1	1,17
Produção PRE Portugal (GWh)	19 292	22 114

c) Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo

O ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2, está previsto no artigo 129.º do Regulamento Tarifário. A existência de tarifas de Venda a Clientes Finais com preços transitoriamente diferentes dos que resultam da aplicação do princípio da convergência para um sistema tarifário aditivo, conduz à necessidade de ajustar os proveitos faturados por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais aos proveitos permitidos e a recuperar pelo comercializador de último recurso.

Em 2013 o desvio atualizado para 2015 atinge o montante de -927 milhares de euros.

Quadro 4-67 - Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2

		Unidade: 10 ³ EUR
		2013
A	Proveitos que resultam da aplicação da Tarifa de Venda a Clientes Finais	2 368 027
+	Energia	978 756
+	Uso Global do Sistema	602 660
+	Uso da Rede de Transporte	102 744
+	Uso da Rede de Distribuição	619 504
+	Comercialização	54 664
B	Proveitos que resultam da faturação	2 358 328
C	Sobreprovento por aplicação da tarifa transitória	10 590
D	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2 (A) - (B) - (C)	-891
i_{t-2}^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2013 acrescida de spread	2,036%
i_{t-1}^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2014 acrescida de spread	1,995%
E	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2 atualizado para 2015 = (D) x (1+ i_{t-2}^E) x (1+ i_{t-1}^E)	-927

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2014

A atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica exercida pelo comercializador de último recurso (EDP Serviço Universal) 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 à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do CUR.

Esta metodologia obrigou 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 teve como principal vantagem a de permitir uma melhor monitorização da atividade do CUR.

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 2015, em consistência com a previsão de consumos no mercado regulado e com o nível previsto de perdas nas redes.

Quadro 4-68 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura

	Unidade: GWh		
	Real		ERSE Tarifas 2015
	2012	2013	2014
+ Saldo da compra e venda de energia para fornecimentos do CUR	3 697	-5 321	-11 074
+ Produção em regime especial	18 982	22 114	21 996
- Perdas na rede de Distribuição	2 615	2 531	1 726
(perdas/fornecimentos)	13,28%	18,12%	19,16%
- Perdas na rede de Transporte	297	246	185
(perdas/fornecimentos)	1,5%	1,8%	2,1%
Total das aquisições	22 679	16 793	10 922

A estrutura dos fornecimentos do CUR por nível de tensão usada no cálculo das tarifas para 2015, corresponde à estimativa da empresa, que é aplicada aos fornecimentos do CUR estimados pela ERSE, tendo em consideração o nível do consumo estimado pela ERSE para 2014 e o presente estado da liberalização do mercado retalhista. A evolução dos fornecimentos do CUR por nível de tensão, bem como as estimativas para 2014 e previsões para 2015 consideradas pela ERSE, encontram-se no documento “Caracterização da procura de energia elétrica em 2015”.

a) Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial

De acordo com o artigo 87.º do Regulamento Tarifário, o diferencial do custo com aquisição aos produtores em regime especial resulta da diferença entre o valor de sobrecusto considerado nas tarifas de 2014 e a diferença entre os custos estimados de:

- Aquisição a estes produtores e as quantidades previstas adquirir valorizadas a preço de mercado;
- Custos de funcionamento afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica da produção em regime especial;
- Outros custos, designadamente custos com pagamento da tarifa de acesso à Rede de Transporte imputados aos produtores em regime especial.

O desvio de 2014 a repercutir em 2015 é de -256 303 milhares de euros incluindo juros, à taxa EURIBOR a 12 meses, calculada com base na média diária de 1 janeiro a 15 de novembro de 2014, acrescida de 1,5 pontos percentuais. O quadro seguinte apresenta o cálculo deste desvio.

Quadro 4-69 - Cálculo do ajustamento na função de Compra e Venda de Energia Elétrica da produção em regime especial

		Unidade: 10 ³ EUR
		2014
A	Diferencial da PRE ¹ a recuperar em 2014	468 711
B	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica determinado com base em valores reais [(1) - (2) + (3) + (4) - (5) - (6) + (7) - (8)]	655 272
1	Compras	1 500 693
2	Vendas	582 084
3	Outros custos	6 146
4	Custos de funcionamento	6 858
5	Ajustamento t-1	-260 426
6	Ajustamento t-2	-77 588
7	Alisamento quinquenal - artº 73º A	-543 263
8	Medidas de atenuação de impactes dos custos com a PRE decorrentes da legislação em vigor	71 093
C	Desvio do diferencial PRE ¹ , em 2014 (A) - (B)	-186 561
D	Desvio do diferencial PRE ¹ , em 2014 atualizado para 2015 = C x (1+ i _{t-1} ^E)	-190 283
9	Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência decorrente do DL 74/2013	6 000
E	Desvio do diferencial PRE ¹ , com medidas de atenuação em 2014 atualizado para 2015 = A - (B - 9) x (1+ i _{t-1} ^E)	-184 163
E	Diferencial da PRE ² a recuperar em 2014	481 282
F	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica determinado com base em valores reais [(8) - (9) + (10) + (11) - (12) - (13) + (14) + (15)]	552 010
8	Compras	857 112
9	Vendas	274 144
10	Outros custos	2 894
11	custos de funcionamento	6 858
12	Ajustamento t-1	-161 313
13	Ajustamento t-2	-53 728
14	Cogeração FER	0
15	Alisamento quinquenal - artº 73º A	-255 752
G	Desvio do diferencial PRE ² , em 2014 (E) - (F)	-70 728
H	Desvio do diferencial PRE ² , em 2014 atualizado para 2015 = G x (1+ i _{t-1} ^E)	-72 139
I	Ajustamento provisório do sobrecusto PRE de 2014 a repercutir nos proveitos permitidos de 2015 [(D) + (H)]	-256 303
i _{t-1} ^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2014 acrescida de spread	1,995%

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

PRE² - Produção em Regime Especial, com remuneração por tarifa fixada administrativamente, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

De referir que no cálculo tarifário de 2014 foram incluídos cerca de 12 milhões de euros, referentes ao mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, que se ajustam provisoriamente para 6 milhões de euros nos proveitos para 2015.

b) Função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes

De acordo com o artigo 88º do Regulamento, o ajustamento dos proveitos permitidos da Função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes é dado pela diferença entre os valores previstos faturar pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de energia a clientes finais e os proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da tarifa de energia a clientes finais. De salientar que esta última parcela é a soma dos custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes e de custos de funcionamento afetos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica e aceites pela ERSE, previstos para o ano $t-1$.

O ajustamento referente a 2014 a repercutir nas tarifas de 2015 é de 216 971 milhares de euros, de acordo com os valores apurados no Quadro 4-70.

Quadro 4-70 - Cálculo do ajustamento na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes

		Unidade 10 ³ EUR
		2014
+	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	501 130
+	Custo médio de aquisição	44,20
+	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes do CUR	10 922
+	Desvio por gestão de carteira	1 654
+	Proveitos decorrentes da partilha de risco entre CUR e os comercializadores de mercado	0
+	Outros custos	16 711
+	Custos de funcionamento afetos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica aceites pela ERSE, previstos para o ano $t-1$	4 593
A	Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da TE	505 722
B	Proveitos previstos faturar com a aplicação da TE a clientes finais	718 450
C	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica (B - A), em 2014	212 727
D	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica atualizados para 2015 (C) $\times (1 + i_{t-1}^E)$	216 971
i_{t-1}^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2014 acrescida de spread	1,995%

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

4.4.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS

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 2015 do comercializador de último recurso é dado pela expressão do Artigo 98.º do Regulamento Tarifário.

Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula, foram considerados os valores do Quadro 4-71.

Quadro 4-71 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição

	Unidade 10 ³ EUR	
	Tarifas 2014	Tarifas 2015
Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t	523 604	304 419
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano t	87 205	31 164
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t	481 721	241 257
Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, previstos para o ano t	1 092 531	576 840

4.4.3 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

A atividade de Comercialização tem sido regulada com base em incentivos, aplicando-se níveis de eficiência ao OPEX, acrescida da remuneração do fundo de manuseio. Para o presente período regulatório, o RT preconiza a manutenção de uma regulação por *price-cap*, tendo-se revisto com especial atenção os parâmetros a aplicar, sobretudo devido à intensificação da saída dos clientes para o mercado.

A harmonização nas práticas regulatórias entre Continente e RAs, preconizada na atual revisão regulamentar, culminou com a seleção do número médio de clientes como único driver de custos da EDP SU. Alterou-se, também, a repartição do OPEX controlável sujeito a metas de eficiência entre componente fixa e variável.

Adicionalmente, e pelo facto de se ter vindo a verificar um conjunto de custos de carácter extraordinário decorrentes de alterações no nível de atividade e no perfil da carteira de clientes da EDP SU, subjacentes ao processo de extinção de tarifas, o RT prevê a possibilidade de inclusão de uma componente de custos não controláveis. Pese embora seja reconhecida a importância desta parcela de custo, a mesma deverá ser analisada e calculada numa base anual, casuisticamente, devendo apenas ser considerada quando justificável.

A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar à atividade de Comercialização de Energia Elétrica encontra-se no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, que acompanha o documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de 2015-2017”.

4.4.3.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O montante de proveitos permitidos à EDP Serviço Universal na atividade de Comercialização é dado pela expressão estabelecida no n.º1 do Artigo 100.º do Regulamento Tarifário.

Quadro 4-72 - Proveitos permitidos à atividade de Comercialização

			Unidade: 10 ³ EUR	
			Tarifas 2014	Tarifas 2015
1	$F_{C,NT}$	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (MAT, AT e MT)	93	85
2	$V_{C,NT}$	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (€/consumidor)	10,760	214,452
3	$E_{C,NT}$	Número de consumidores médio, em NT	2 367	854
4	$V_{C,NT}$	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (€/processo)	3,493	
5	$P_{C,NT}$	Número de processos de atendimento, em NT (milhares)	1 293	
6	$PEF_{C,NT}$	Custos com planos de reestruturação de efetivos	0	0
7	$\tilde{r}_C / 365 \times (R_{ENT}^{CR} + R_{CVATD,NT}^{CR}) \times f_C$	Reposição do custo das necessidades financeiras em NT	175	
	\tilde{r}_C	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em dias)	11	
	R_{ENT}^{CR}	Custos com a atividade de CVEE afetos a NT	35 519	
	$R_{CVATD,NT}^{CR}$	Proveitos permitidos da CVATD afetos a NT	26 478	
	f_C	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras	9,50%	
8	$Z_{C,NT,t-1}$	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, atualizados para o ano t	0	0
9	$\Delta R_{C,NT,t-1-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em NT	-74	-61
A	$R_{C,NT}^{CR} = (1) + (2) \times (3) / 1000 + (4) \times (5) / 1000 + (6) + (7) + (8) - (9)$	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	373	330
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)	143	91
C	A-B	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	230	239
10	$F_{C,BTE}$	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	105	21
11	$V_{C,BTE}$	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE (€consumidor)	6,194	60,558
12	$E_{C,BTE}$	Número de consumidores médio, em BTE (milhares)	6 039	2 564
13	$V_{C,BTE}$	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE (€/processo)	3,493	
14	$P_{C,BTE}$	Número de processos de atendimento, em BTE (milhares)	3 006	
15	$PEF_{C,BTE}$	Custos com planos de reestruturação de efetivos	0	0
16	$\tilde{r}_C / 365 \times (R_{EBTE}^{CR} + R_{CVATD,BTE}^{CR}) \times f_C$	Reposição do custo das necessidades financeiras em BTE	168	
	\tilde{r}_C	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em dias)	13	
	R_{EBTE}^{CR}	Custos com a atividade de CVEE afetos a BTE	23 384	
	$R_{CVATD,BTE}^{CR}$	Proveitos permitidos da CVATD afetos a BTE	26 927	
	f_C	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras	9,50%	
17	$Z_{C,BTE,t-1}$	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, atualizados para o ano t	0	0
18	$\Delta R_{C,BTE,t-1-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BTE	-85	-65
D	$R_{C,BTE}^{CR} = (10) + (11) \times (12) / 1000 + (13) \times (14) / 1000 + (15) + (16) + (17) - (18)$	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	406	241
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	175	93
F	D-E	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	231	148
19	$F_{C,BTN}$	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	34 129	13 724
20	$V_{C,BTN}$	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT (€consumidor)	3,487	13,160
21	$E_{C,BTN}$	Número de consumidores médio, em BT (milhares)	3 432 471	2 234 815
22	$V_{C,BTN}$	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT (€/processo)	3,493	
23	$P_{C,BTN}$	Número de processos de atendimento, em BT (milhares)	2 880 157	
24	$PEF_{C,BTN}$	Custos com planos de reestruturação de efetivos	0	0
25	$\tilde{r}_C / 365 \times (R_{EBTN}^{CR} + R_{CVATD,BTN}^{CR}) \times f_C$	Reposição do custo das necessidades financeiras em BT	3 813	
	\tilde{r}_C	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em dias)	9	
	R_{EBTN}^{CR}	Custos com a atividade de CVEE afetos a BT	651 304	
	$R_{CVATD,BTN}^{CR}$	Proveitos permitidos da CVATD afetos a BT	1 039 238	
	f_C	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras	9,50%	
26	$Z_{C,BT,t-1}$	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, atualizados para o ano t	0	0
27	$\Delta R_{C,BTN,t-1-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BT	-4 095	-7 106
G	$R_{C,BTN}^{CR} = (19) + (20) \times (21) / 1000 + (22) \times (23) / 1000 + (24) + (25) + (26) - (27)$	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	64 067	50 239
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	21 678	26 188
F	D-E	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	42 389	24 051
H	A + D + G	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	64 846	50 810
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	21 996	26 372
J	H-I	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica	42 850	24 438
		Sobreprouro associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º 2 do artigo 6º do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de Setembro	-9 041	-3 494

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 3 494 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.

AJUSTAMENTOS DE 2013

De acordo com o n.º 5 do artigo 90.º do Regulamento Tarifário, o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2013 e a soma dos proveitos permitidos do comercializador de último recurso no âmbito da atividade de Comercialização, por nível de tensão, que resultam da aplicação da fórmula n.º 1 do referido artigo com os valores efetivamente ocorridos em 2013.

No período regulatório de 2012-2014 foi reforçado o mecanismo de regulação com base em incentivos, através da introdução de um novo *driver* de custos, complementarmente ao número médio de clientes, e definidas novas metas de eficiência.

A introdução de um novo indutor de custos resulta do facto da EDP Serviço Universal (EDP SU) transferir, através de contratos de *outsourcing*, a operacionalização dos processos comerciais para a EDP Soluções Comerciais S.A. (EDP SC). Atendendo ao elevado peso que a prestação de serviços da EDP SC representa na estrutura de custos da atividade de comercialização da EDP SU, e à necessidade de obter uma maior discriminação da informação sobre os mesmos, foi acordada a elaboração de um estudo, desenvolvido por uma entidade independente, que permitisse avaliar a sua eficiência, o qual foi elaborado em 2010. 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.

Desta forma, o ajustamento a repercutir dois anos depois resulta da variação do número de clientes e do número de processos de atendimento do mercado regulado relativamente ao estimado e que serviu de base ao cálculo de tarifas e da margem de comercialização, a qual reflete a diferença entre os custos previstos e os custos ocorridos nas atividades reguladas do comercializador de último recurso.

O Quadro 4-73 compara os valores verificados em 2013 (“2013”) com os previstos em 2012 no cálculo das tarifas de 2013 (“Tarifas 2013”), tendo em conta o diferencial previsto em Tarifas 2013. O desvio a repercutir nas tarifas de 2015 resulta da diferença entre os proveitos faturados pela aplicação da tarifa de

comercialização fixada para 2013, de 54 664⁴⁸ milhares de euros e os proveitos a recuperar, proveitos da atividade de comercialização em cada nível de tensão deduzidos do diferencial, recalculados com os valores reais, de 61 613⁴⁹ milhares de euros. Esta diferença de -6 949 milhares de euros é atualizada para 2015 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média de 2013, acrescida de 1,5 pontos percentuais e a taxa de juro EURIBOR a 12 meses média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2014, acrescida de 1,5 pontos percentuais.

⁴⁸ Proveitos da CR_{NT}, 388 milhares de euros (linha D) + Proveitos da CR_{BTE}, 331 milhares de euros (linha D') + Proveitos da CR_{BTN}, 53 944 milhares de euros (linha B'').

⁴⁹ Proveitos a recuperar da CR em NT, 447 milhares de euros (linha C) + Proveitos a recuperar da CR em BTE, 394 milhares de euros (linha C') + Proveitos da CR em BTN, 60 772 milhares de euros (linha A'').

Quadro 4-73 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização

Unidade: 10³ EUR

			2013	Tarifas 2013
1	F _{CNT}	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT (MAT, AT e MT)	96	96
2	V _{CNT}	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT (€/consumidor)	11,066	11,066
3	E _{CNT}	Número de consumidores médio, em NT	3 677	4 538
4		Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT (€/processo)	3,592	4
5		Número de processos, em NT	3 185	3 794
6	PEF _{CNT}	Custos com planos de reestruturação de efectivos	0	0
7	Δc	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em dias)	18	18
8	R ^{CR} _{ENT}	Custos com a actividade de CVEE afectos a NT	64 968	43 202
9	R ^{CR} _{CVATD,NT}	Proveitos permitidos da CVATD afectos a NT	46 736	28 765
10	f _c	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras	8,56%	9,50%
11	Z _{CNT,t-1}	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano t	0	0
12	AR ^{CR} _{C,NT,t-2}	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano t-2 em NT	-1 359	-1 359
A	R ^{CR} _{C,NT}	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT	1 979	1 843
B		Diferencial positivo ou negativo na actividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (MAT, AT, MT)	1 532	1 532
C = A - B		Proveitos a recuperar pela actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT	447	310
D	RF ^{CR} _{C,NT}	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em NT	388	
E = D - A + B		Desvio nos proveitos da actividade de Comercialização em NT, em 2013	-59	
F = E * (1+i_{t-2}) * (1+i_{t-1})	AR ^{CR} _{C,NT,t-2}	Ajustamento em 2015 dos proveitos da actividade de Comercialização em NT, relativos a 2013	-61	
13	F _{BTE}	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	108	108
14	V _{BTE}	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE (€/consumidor)	6,370	6,370
15	E _{BTE}	Número de consumidores médio, em BTE	8 024	11 167
16		Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE (€/processo)	3,592	4
17		Número de processos, em BTE	6 950	8 697
18	PEF _{BTE}	Custos com planos de reestruturação de efectivos	0	0
19	Δc	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em dias)	18	18
20	R ^{CR} _{BTE}	Custos com a actividade de CVEE afectos a BTE	43 863	43 580
21	R ^{CR} _{CVATD,BTE}	Proveitos permitidos da CVATD afectos a BTE	48 655	43 868
22	f _c	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras	8,56%	9,50%
23	Z _{BTE,t-1}	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano t	0	0
24	AR ^{CR} _{C,BTE,t-2}	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano t-2 em BTE	-30	-30
A'	R ^{CR} _{C,BTE}	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	604	619
B'		Diferencial positivo ou negativo na actividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em BTE	211	211
C' = A' - B'		Proveitos a recuperar pela actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	394	408
D'	RF ^{CR} _{C,BTE}	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em BTE	331	
E' = D' - A' + B'	(B') - (B)	Desvio nos proveitos da actividade de Comercialização em BTE, em 2013	-62	
F' = E' * (1+i_{t-2}) * (1+i_{t-1})	AR ^{CR} _{C,BTE,t-2}	Ajustamento em 2015 dos proveitos da actividade de Comercialização em BTE, relativos a 2013	-65	
25	F _{BTN}	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN	35 099	35 099
26	V _{BTN}	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN (€/consumidor)	3,586	3,586
27	E _{BTN}	Número de consumidores médio, em BTN	4 407 378	5 213 702
28		Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BT (€/processo)	3,592	4
29		Número de processos, em BTN	3 817 676	4 461 171
30	PEF _{BTN}	Custos com planos de reestruturação de efectivos	0	0
31	Δc	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em dias)	10	10
32	R ^{CR} _{EBTN}	Custos com a actividade de CVEE afectos a BTN	872 635	1 137 191
33	R ^{CR} _{CVATD,BTN}	Proveitos permitidos da CVATD afectos a BTN	1 229 517	1 675 394
34	f _c	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras	8,56%	9,50%
35	Z _{CAT,t-1}	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano t	0	0
36	AR ^{CR} _{C,BTN,t-2}	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano t-2 em BTN	-2 777	-2 777
A''	R ^{CR} _{C,BTN}	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN	72 326	79 917
		Diferencial positivo ou negativo na actividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em BTN	11 554	11 554
		Proveitos a recuperar pela actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	60 772	68 363
B''	RF ^{CR} _{C,BTN}	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em BTN	53 944	
C'' = A'' - B''		Desvio nos proveitos da actividade de Comercialização em BTN, em 2013	-6 828	
D'' = C'' * (1+i_{t-2}) * (1+i_{t-1})	AR ^{CR} _{C,BTN,t-2}	Ajustamento em 2015 dos proveitos da actividade de Comercialização em BTN, relativos a 2013	-7 106	
F + F' + D''	AR ^{CR} _{C,t-2}	Ajustamento em 2015 dos proveitos da actividade de Comercialização, relativos a 2013	-7 232	
i _{t-2} ^E	i ₂₀₁₃ ^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2013 acrescida de spread		2,036%
i _{t-1} ^E	i ₂₀₁₄ ^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2014 acrescida de spread		1,995%

4.5 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE 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 2015-2017, procurou-se melhorar a regulação por incentivos no OPEX, através da revisão das bases de custo, bem como da definição de metas eficiência adequadas face ao desempenho da empresa nos períodos regulatórios anteriores.

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 2015 a 2017”, que acompanha o documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de 2015-2017”.

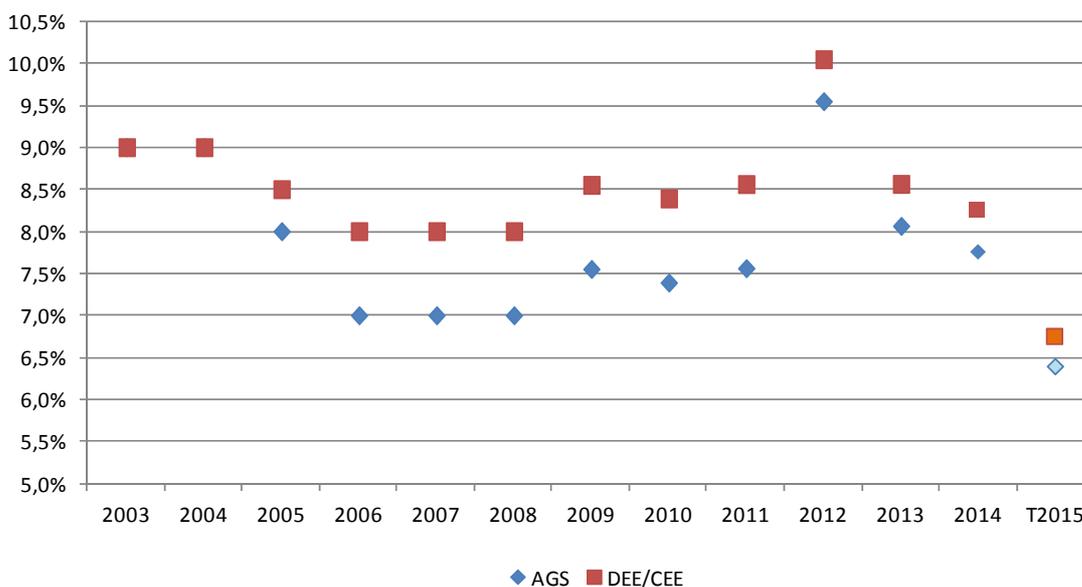
Em seguida descrevem-se e justificam-se as decisões tomadas pela ERSE respeitante às atividades reguladas da EDA, tendo em vista a elaboração das tarifas para 2015.

TAXA DE REMUNERAÇÃO DAS ATIVIDADES DA EDA

De acordo com a decisão da ERSE fundamentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, as taxas de remuneração previstas 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 6,40%, 6,75% e 6,75%, respetivamente. No período regulatório 2012-2014 os valores estavam parcialmente indexados à evolução dos CDS da República Portuguesa a 5 anos, sendo que os valores definitivos para 2013 foram 8,06%, 8,56% e 8,56%, e para 2014 7,76%, 8,26% e 8,26%. Para o período regulatório 2015-2017, os valores da taxa de remuneração passa, a ser indexados à evolução das OT's da República Portuguesa a 10 anos.

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

Figura 4-22 - Taxa de remuneração dos ativos líquidos de amortizações na EDA



De notar que em 2015 a taxa apresentada é a taxa definida na fixação de parâmetros, sendo a mesma ajustada definitivamente nos proveitos permitidos do próximo ano.

4.5.1 ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

A metodologia de regulação da atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema manteve-se no período regulatório 2015-2017, com um mecanismo do tipo *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência ao nível do OPEX, enquanto 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 2015 a 2017”, que acompanha o documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de 2015-2017”.

4.5.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

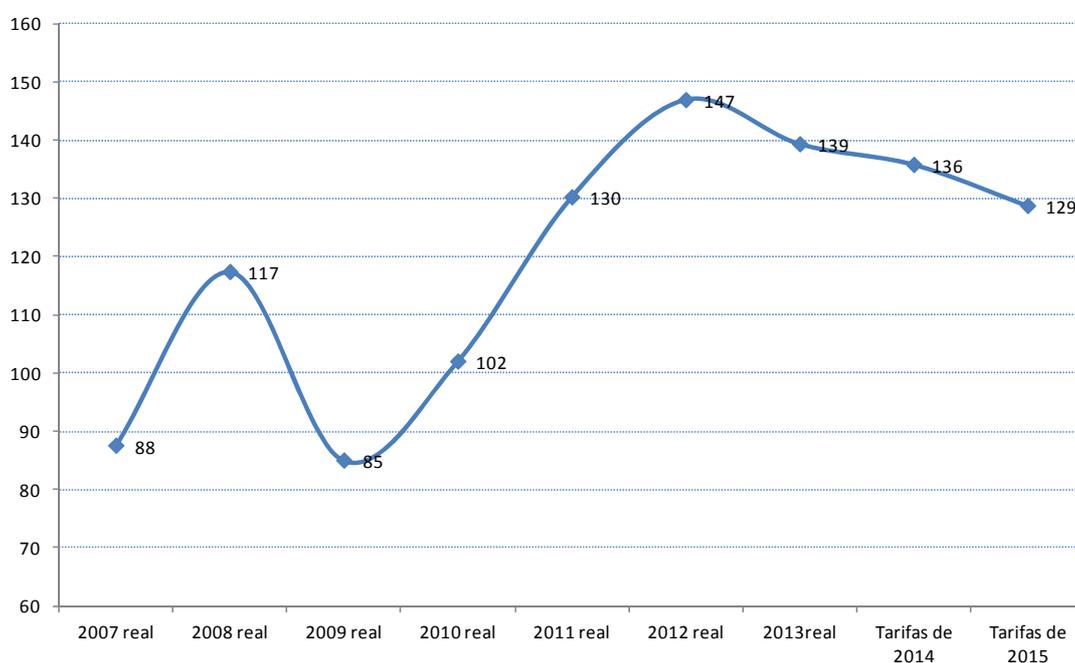
CUSTOS DOS COMBUSTÍVEIS

No Quadro 4-74 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 2015 é inferior em cerca de 5% face ao previsto nas tarifas de 2014 e inferior ao estimado para 2014, em cerca de 7%.

Quadro 4-74 - Custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EDA

Unidade ⁽¹⁾	2013 real	Tarifas de 2014	2014 em 2014 (EDA)	Evolução anual %	Tarifas de 2015	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	139,3	135,8	137,9	-1%	128,7	-5%	-7%

Figura 4-23 - Custo unitário variável das centrais térmicas da EDA (EUR/MWh)



O Quadro 4-75 apresenta os custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica na RAA.

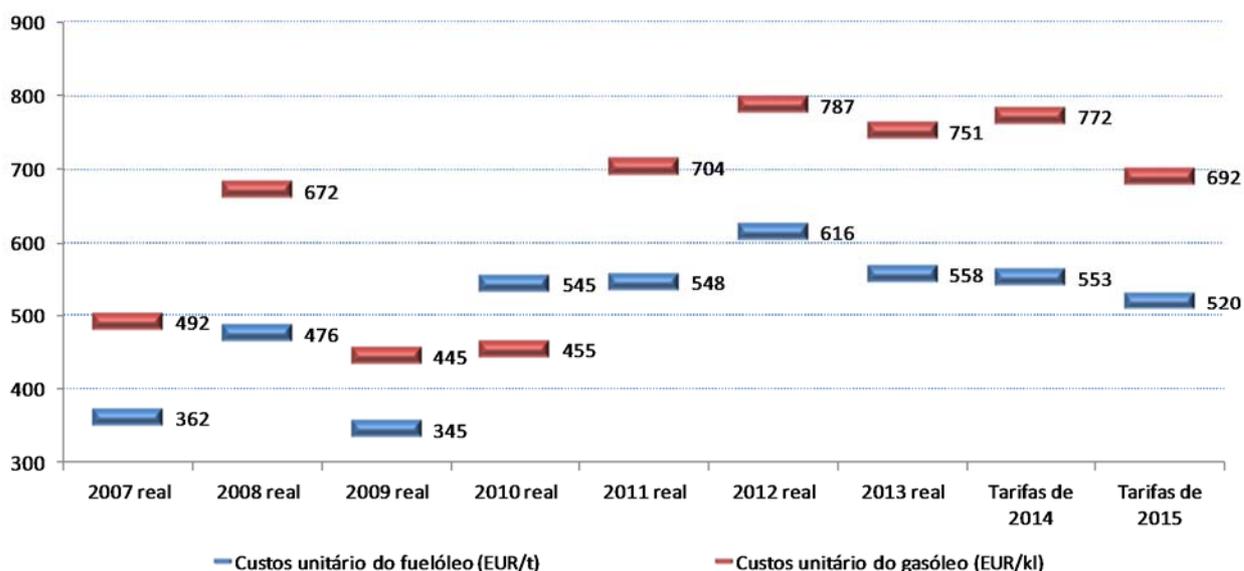
Quadro 4-75 - Custo unitário dos combustíveis

Unidade	2013 real	Tarifas de 2014	2014 em 2014 (EDA)	Evolução anual %	Tarifas de 2015	Evolução anual %	Evolução anual %	
	(1)	(2)	(3)	$[(3)-(1)]/(1)$	(4)	$[(4)-(2)]/(2)$	$[(4)-(3)]/(3)$	
Custos unitário do fuelóleo	EUR/t	558,1	552,8	572,0	2%	519,7	-6%	-9%
Custos unitário do gasóleo	EUR/kl	751,5	772,1	710,1	-6%	691,5	-10%	-3%

Observa-se que no ano de 2013, os custos unitários com combustíveis atingiram valores de 558,1 EUR/t e 751,5 EUR/kl, respetivamente para o fuelóleo e para o gasóleo. As últimas estimativas da EDA para o ano de 2014, revelam uma expectativa de aumento do preço do fuelóleo e de redução do preço do gasóleo. Quanto às previsões para 2015, a ERSE prevê uma diminuição. A evolução esperada do preço do fuelóleo e do gasóleo entre o preço implícito nas tarifas de 2014 e nas tarifas de 2015 é uma descida, do fuelóleo de 6% e no caso do gasóleo de 10%.

A Figura 4-24 permite visualizar para o período 2007 a 2015, as variações referidas anteriormente ao nível dos custos unitários com combustíveis consumidos pela EDA para produção de energia elétrica.

Figura 4-24 - 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.

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.

Para os ajustamentos dos anos de 2012 a 2014, a ERSE, no caso da EDA, calcula 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 pelo consultor, para as instalações de armazenamento de cada ilha.

Para cálculo dos valores de 2015, a ERSE está a utilizar a metodologia do período regulatório 2012-2014. Contudo, face às alterações dos circunstancialismos abrangidos pelo estudo anterior, conforme explicado no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, que acompanha o documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de 2015-2017”, será efetuado em 2015 em estudo que além de proceder à atualização do estudo anterior, no que se refere aos custos da cadeia de valor de aquisição do fuelóleo, abrangerá os restantes combustíveis utilizados pela EDA. As conclusões decorrentes desse estudo serão aplicadas aos ajustamentos de custos do ano de 2015 a efetuar em 2017.

Quadro 4-76 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo para tarifas de 2015

	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) €/t	Consumo 2015 (t)	Custos eficientes de descarga e armazenamento €	Custos eficientes 2015 (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	465,21	40 538	1 378 918	20 237 520	21 216 536	-979 015
Terceira	465,21	33 083	2 033 011	17 423 651	18 195 646	-771 994
Pico	505,53	8 441	398 597	4 665 583	5 201 588	-536 006
Faial	502,95	8 381	457 817	4 673 217	5 056 693	-383 476
Total		90 443	4 268 344	46 999 971	49 670 462	-2 670 491

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 4-77. Estes são custos totais, incorporando, para além dos custos variáveis, os custos referentes à amortização e à remuneração do investimento.

Quadro 4-77 - Custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores do sistema independente

Unidade	2013 real	Tarifas de 2014	2014 em 2014 (EDA)	Evolução anual %	Tarifas de 2015	Evolução anual %	Evolução anual %	
	(1)	(2)	(3)	[(3)-(1)]/(1)	(4)	[(4)-(2)]/(2)	[(4)-(3)]/(3)	
Custo unitário SIA	EUR/MWh	94,4	95,7	100,7	1%	97,8	2%	-3%

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 2013, o custo variável unitário das centrais da EDA aceite no ajustamento situou-se nos 139,3 EUR/MWh, enquanto o custo unitário da energia elétrica adquirido ao SIA atingiu os 94,4 EUR/MWh. Para as tarifas de 2015, esta relação mantém-se, sendo o custo das centrais térmicas de 128,7 EUR/MWh e o custo da energia adquirida ao SIA de 97,8 EUR/MWh.

Quadro 4-78 - Custos da energia elétrica adquirida

		2013 real			2014 em 2014 (EDA)			Tarifas 2015		
		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	29 382	94,09	2 764 445	28 290	95,90	2 713 011	31 290	97,50	3 050 775
	Geotermia	174 266	94,10	16 398 439	178 704	95,90	17 137 714	178 704	97,50	17 423 640
	Eólica	71 285	94,22	6 716 172	80 614	95,90	7 730 848	82 324	97,50	8 026 576
	Térmica	2	103,09	190	2	95,52	181	2	97,09	189
	Biogás	116	103,09	11 972	121	95,52	11 542	121	97,09	11 783
Aquisição de microgeração	Eólica	2	407,54	968	2	392,64	955	2	392,64	954
	Fotovoltaica	340	329,40	112 064	348	371,99	129 632	355	371,68	131 862
	Outros	0	0,00	0	3	276,30	852	3	276,30	859
Total Energia Adquirida		275 393	94,43	26 004 250	288 084	96,24	27 724 735	292 801	97,84	28 646 638

CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

A metodologia de regulação dos custos de exploração na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema manteve-se no período de regulação 2015-2017, com base num mecanismo do tipo *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência. Para o novo período regulatório a base de custos foi revista, bem como as metas de eficiência a aplicar à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.

O Quadro 4-79 apresenta a desagregação dos custos de exploração para tarifas 2014 e para tarifas 2015.

Quadro 4-79 - Desagregação dos custos de exploração aceites pela ERSE

	Unidade: 10 ³ EUR	
	Tarifas 2014	Tarifas 2015
Custos de exploração sujeitos a eficiência	14 933	11 761
Custos com a operação e manutenção de equipamentos	3 565	6 816
Outros combustíveis e lubrificantes, com exceção do custo om fuelóleo aceites pela ERSE:	14 689	13 273
Gasóleo	13 724	12 286
Lubrificantes	937	963
Amónia	29	24
Custos com o transporte do fuelóleo dentro das ilhas e com o CO2 aceite pela ERSE:	1 698	2 148
Custos com o transporte do fuelóleo entre os portos e as centrais	449	391
Custos com o CO2	1 249	1 757
	34 886	33 999

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 2014, interessa referir que com o fim do período 2008-2012 do Comércio Europeu de Licenças de Emissão deixou de existir atribuição gratuita de licenças ao setor electroprodutor e estes custos passaram a ser elegíveis para cálculo dos proveitos permitidos. O montante aceite para o cálculo dos proveitos permitidos (1 757 milhares de euros) tem implícito as quantidades que a EDA prevê adquirir (284 087 ton) e um preço de 6,19 €/ton.

A base de custos de operação e manutenção encontra-se justificada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017” que acompanha o documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de 2015-2017”.

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 102º do Regulamento Tarifário, cujos valores se apresentam no Quadro 4-80.

Quadro 4-80 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA

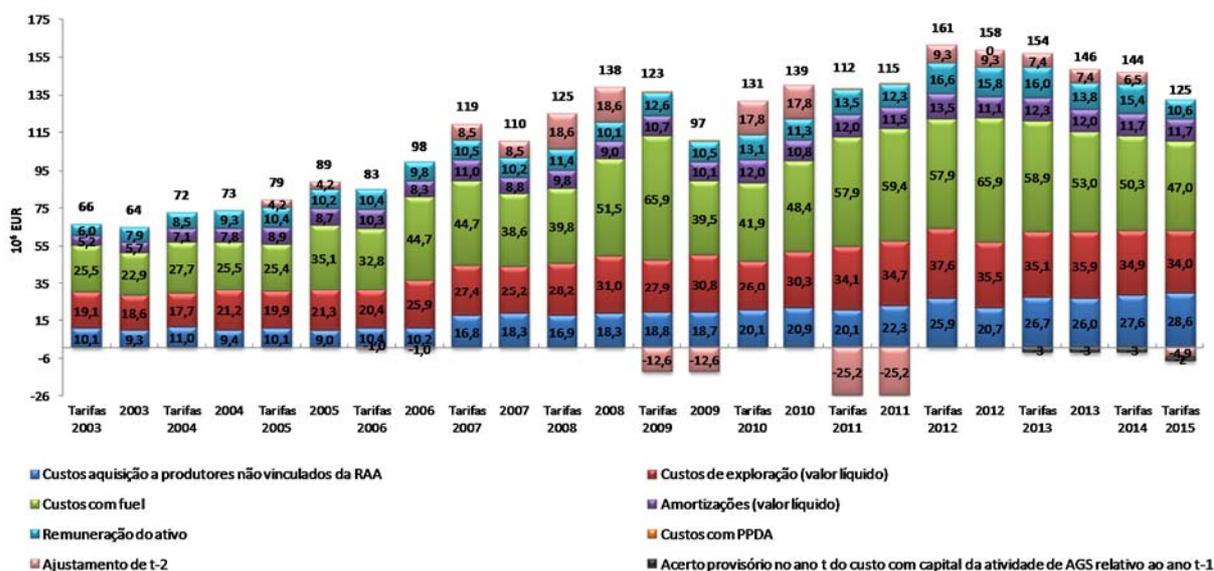
Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2014 (1)	Tarifas 2015 (2)	Variação (%) [(2) - (1)]/(1)
1	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados da RAA	27 566	28 647	3,9%
2	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	11 729	11 739	0,1%
3	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	171 022	165 487	-3,2%
4	<i>taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)</i>	9,00	6,40	-
5	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-2 576	-2 165	-
6	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	14 933	11 761	-21,2%
	<i>Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)</i>	0,74	2,14	-
	<i>Factor de eficiência sobre a base de custos (%)</i>	2,50	0,00	-
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	3 565	6 816	91,2%
8	Custos com o fuel aceites pela ERSE	50 299	47 000	-6,6%
9	Outros combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com o fuelóleo, aceites pela ERSE	14 689	13 273	-9,6%
10	Custos com o transporte do fuelóleo dentro das ilhas e com o CO ₂ aceites pela ERSE	1 698	2 148	26,5%
11	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativos ao ano t-2	-6 543	4 857	-
A=1+2+3*4/100+5+6+7+8+9+10-11	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	143 839	124 953	-13,1%
12	Emissão para a rede (MWh)	766 713	761 167	-0,7%
B=(A-10)/12	Proveitos permitidos por unidade emitida para a rede (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)	179,07	170,54	-4,8%
13	Desconto previsto por aplicação da tarifa social		-1 629	

Da análise do quadro verifica-se um decréscimo dos proveitos permitidos na ordem dos 13,1%. Não considerando os ajustamentos de t-2 e de t-1, a variação traduz-se numa diminuição de proveitos unitários em 5,0%.

A Figura 4-25 permite observar a decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema na EDA.

Figura 4-25 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA



Nota: Os valores reais de 2003 a 2013 referem-se a custos aceites pela ERSE

4.5.1.2 AJUSTAMENTOS

AJUSTAMENTOS DE 2013

De acordo com o n.º 6 do artigo 93.º do Regulamento Tarifário, 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, o ajustamento em 2015 dos proveitos da atividade de AGS, relativos a 2013, é dado pela diferença entre os valores recuperados pela EDA no montante de 153 044 milhares de euros (linha 5) e os proveitos que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 93.º aos valores verificados em 2013, de 145 537 milhares de euros (linha 1), adicionados do ajustamento resultante da convergência tarifária nacional, de -316 milhares de euros (linha 6). Este desvio é atualizado para 2015, aplicando-se as taxas EURIBOR a doze meses média, determinada com base em valores diários de 2013, acrescida de *spread* de 1,5% e EURIBOR a doze meses média, determinada com base em valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano 2014, acrescida de *spread* de 1,5%.

Os proveitos recuperados pela EDA em 2013 resultaram da soma das seguintes parcelas:

- Proveitos recuperados pela EDA por aplicação das tarifas de UGS e URT às entregas a clientes finais da RAA em 2013, no montante de 80 805 milhares de euros (linha 2);
- Compensação pela convergência tarifária de 72 753 milhares de euros (linha 3);

- Custo da convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAA, no montante de -514 milhares de euros (linha 4).

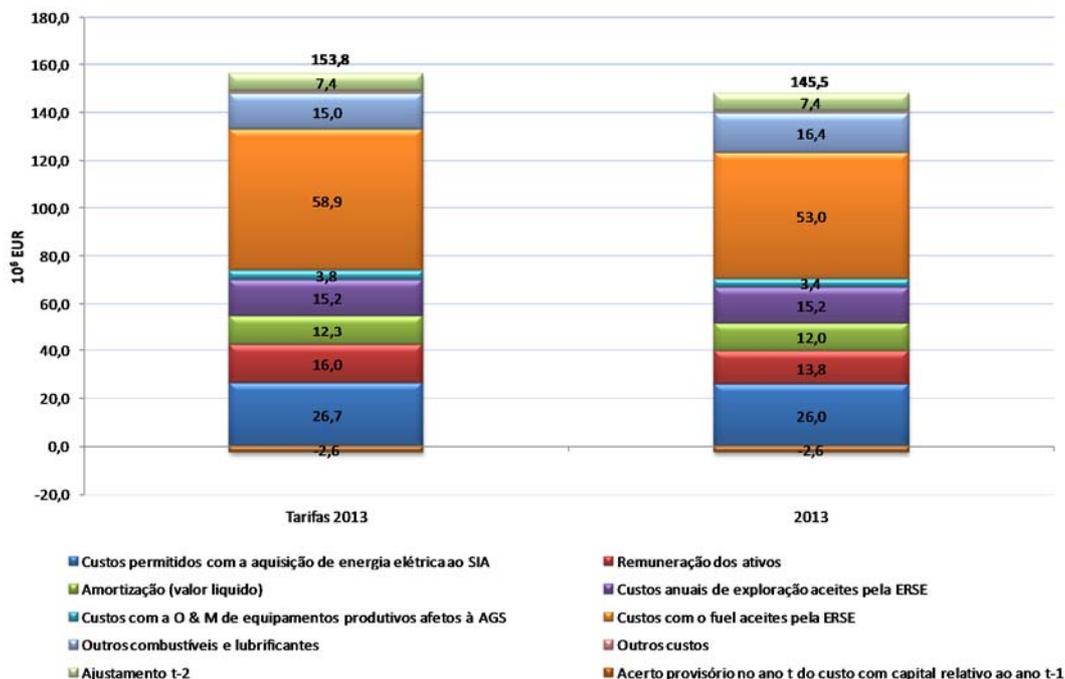
O Quadro 4-81 permite comparar os valores verificados em 2013 com os proveitos permitidos no cálculo das tarifas de 2013 e calcular o ajuste a repercutir nas tarifas de 2015.

Quadro 4-81 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema

		2013	Tarifas 2013	Diferença	
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	2013 - Tarifas 2013	%
a	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica ao SIA	26 004	26 672	-668	-2,5%
b	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	12 028	12 315	-287	-2,3%
c	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	170 975	178 123	-7 148	-4,0%
d	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	8,06	9,00		
	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-2 556	-2 556		
e	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	15 201	15 201	0	0,0%
f	Custos com a operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de AGS aceites pela ERSE	3 369	3 765	-396	
g	Custos com o fuel aceites pela ERSE	52 982	58 888	-5 906	-10,0%
h	Outros combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com o fuelóleo, aceites pela ERSE	16 393	15 037	1 356	
i	Custos com o transporte do fuelóleo dentro das ilhas e com o CO2 aceites pela ERSE	897	1 054	-157	
j	Custos incorridos não previstos				
k	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0		0	
l	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativos ao ano t-2	-6 919	-6 919	0	0,0%
m	Ajustamento extraordinário de t-3	515	515	0	
1 = a+b+c*d/100+e+f+g+h+i+j+k+l+m	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	145 537	153 841	-6 861	-4,5%
2	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de UGS e URT às entregas da entidade 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	80 805			
3	Compensação relativa ao sobrecusto da AGS	72 753			
4	Custo da convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAA	-514			
5 = 2+3+4	Proveitos recuperados na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	153 044			
6	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAA	-316			
7	Proveitos ou custos da gestão das licenças de CO2 e da partilha de benefícios obtidos com a sua optimização, no ano t-2	0			
8 = 5-1+6-7	Desvio de t-2	7 191			
9	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-2 + spread	2,036%			
10	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de t-1 + spread	1,995%			
11 = 8*(1+9)*(1+10)	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativos a t-2	7 484			
12	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-2 576			
13 = 11+12*(1+10)	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativos a t-2 com acerto provisório de CAPEX	4 857			

Na Figura 4-26 é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS. A rubrica com maior peso no total dos proveitos permitidos, tanto em 2013 como em Tarifas de 2013, são os custos com o fuelóleo aceites pela ERSE.

Figura 4-26 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS



a) Custos com a aquisição de energia elétrica ao Sistema Independente dos Açores

Os custos com a aquisição de energia elétrica ao Sistema Independente dos Açores (SIA) foram, em 2013, inferiores aos previstos em tarifas, em cerca de 2,5%. Tal é explicado pela diminuição das quantidades adquiridas, de cerca de 2,5%, uma vez que o custo unitário ficou ao nível dos valores implícitos no cálculo das tarifas de 2013 (Quadro 4-82).

Quadro 4-82 - Custos com aquisição de energia elétrica ao SIA

	Quantidades (MWh)			Custo Unitário (€/MWh)			Custo Total (10 ³ EUR)		
	2013	T2013	Δ%	2013	T2013	Δ%	2013	T2013	Δ%
Hídrica	29 382	28 080	4,6%	94,09	94,30	-0,2%	2 764	2 648	4,4%
Geotérmica	174 266	178 704	-2,5%	94,10	94,30	-0,2%	16 398	16 852	-2,7%
Eólica	71 285	75 195	-5,2%	94,22	94,30	-0,1%	6 716	7 091	-5,3%
Térmica	2	102	-98,2%	103,09	88,87	16,0%	0	9	-97,9%
Biogás	116	329	-64,7%	103,09	88,87	16,0%	12	29	-59,0%
Microgeração									
Eólica	2	8	-70,5%	407,54	400,00	1,9%	1	3	-70,0%
Fotovoltaica	340	105	224,0%	329,40	362,88	-9,2%	112	38	194,1%
Outros	0	7	-100,0%	0,00	269,60	-100,0%	0	2	-100,0%
Total	275 393	282 529	-2,5%	94,43	94,40	0,0%	26 004	26 672	-2,5%

b) Custo com os combustíveis

O peso dos custos com a aquisição de combustíveis tem um peso significativo nos custos totais de produção de energia elétrica da EDA. O Quadro 4-83 apresenta a diferença entre os custos com combustíveis previstos e verificados, por tipo de combustível.

Quadro 4-83 - Custos com combustíveis previstos e verificados

	2013 em 2012 EDA	Tarifas 2013	2013 EDA real	2013 ERSE real	2013 EDA real/ Tarifas 2013	2013 ERSE real/ Tarifas 2013	2013 EDA real/ 2013 em 2012 EDA
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5) = [(3) - (2)] / (2)	(6) = [(4) - (2)] / (2)	(7) = [(3) - (1)] / (1)
10 ³ EUR					%		
Fuelóleo	57 937	58 888	56 055	52 982	-4,8%	-10,0%	-3,2%
Gasóleo	14 024	14 024	15 371	15 371	9,6%	9,6%	9,6%
Lubrificantes	970	970	1 017	1 017	4,9%	4,9%	4,9%
Amónia	42	42	4	4	-90,3%	-90,3%	-90,3%
Total	72 974	72 913	71 426	68 353	-2,0%	-6,3%	-2,1%

Observa-se que, em 2013 (“2013 ERSE real”), os custos com os combustíveis foram inferiores aos previstos nas Tarifas 2013 em 6,3% (4 559 milhares de euros).

c) Custos de referência para a aquisição de fuelóleo na RAA

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.

Neste sentido, a ERSE entendeu como correto recorrer a uma entidade externa e independente, que permitisse definir a margem de ganhos de eficiência destas empresas na atividade de aquisição do fuelóleo.

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.

Para os ajustamentos dos anos de 2012 a 2014, a ERSE, no caso da EDA, calcula 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 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 no estudo, para as instalações de armazenamento de cada ilha.

O Quadro 4-84 apresenta o cálculo dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais.

Quadro 4-84 - Determinação dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais

2013	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) €/t	Custo Unitário (c/ adição de gasóleo) €/t	Consumo real t	Custos eficientes de descarga e armazenamento m€	Custos eficientes m€	Custo real m€	Custos não aceites m€
Santa Maria	501,70	543,16	71	0	39	55	-17
São Miguel	501,70		40 193	1 379	21 544	22 556	-1 012
Terceira	501,70		36 648	2 282	20 668	21 522	-854
São Jorge	501,70	544,30	0	0	0	0	0
Pico	501,70	547,17	8 466	431	5 063	5 654	-591
Faial	501,70	544,42	9 554	467	5 668	6 267	-598
Total			94 933	4 558	52 982	56 055	-3 073

O custo do fuelóleo aceite para efeito de ajustamento inclui ainda o custo do transporte do fuelóleo entre ilhas. A determinação deste custo é apresentada no Quadro 4-85.

Quadro 4-85 - Custo com transporte do fuelóleo dentro das ilhas

	2013		
	Quantidades ton	custo unitário €/ton	Total m€
Central Termoelétrica SMG	40 193,1	4,40	177
Central Termoelétrica TER	36 648,4	4,48	164
Central Termoelétrica PIC	8 466,1	7,00	59
Central Termoelétrica FAI	9 554,2	7,06	67
Total			468

d) Licenças de CO₂

Em 2013, os custos associados às licenças utilizadas de CO₂ atingiram os 1 793 milhares de euros correspondendo à utilização de 304,9 kton de CO₂. O quadro seguinte evidencia a movimentação das licenças de CO₂ durante o ano de 2013.

Quadro 4-86 - Movimentos das licenças de CO₂

	Quantidade (Kton)	Valor unitário (EUR/ton)	Valor 10 ³ EUR
Saldo inicial	191,6	7,12	1 363,8
Licenças atribuídas			
Licenças adquiridas	113,3	3,78	428,7
Licenças utilizadas	304,9	5,88	1 792,5
do ano anterior	191,6	7,12	1 363,8
atribuídas no ano			
adquiridas no ano	113,3	3,78	428,7
Licenças vendidas			
Saldo final	0,0		0,0

e) Ajustamento resultante da convergência tarifária nacional

O ajustamento resultante da convergência tarifária na Região Autónoma os Açores, calculado de acordo com o Artigo 130.º do Regulamento Tarifário, 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, resulta de:

- Diferença entre os proveitos obtidos pela EDA, por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aos fornecimentos a clientes da RAA e os
- proveitos obtidos por aplicação aos fornecimentos aos clientes finais da RAA das tarifas do Continente adicionados do
- custo com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e recuperado pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.

Em 2013, este ajustamento foi de -316 milhares de euros.

Quadro 4-87 - Cálculo do ajustamento resultante da convergência tarifária nacional

		Unidade: 10 ³ EUR
		2013
1	Proveitos obtidos pela EDA por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aos fornecimentos a clientes finais da RAA	106 557
2	Proveitos obtidos por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das tarifas de Energia, tarifa de UGS e tarifa de URT	80 805
3	Proveitos obtidos pela aplicação aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.	24 818
4	Proveitos obtidos pela aplicação a clientes finais da concessionária da RAA das tarifas de Comercialização	1 764
5	Custos com a Convergência Tarifária a recuperar pelas TVCF da RAA	-514
6=1-2-3-4-5	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAA	-316

f) Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar

O Quadro 4-88 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de AGS.

Quadro 4-88 - Movimentos no ativo líquido a remunerar⁵⁰

	Unidade: 10 ³ EUR		
	2013	Tarifas 2013	Desvio
	(1)	(2)	[(1) - (2)] / (2)
Activo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	348 666	358 117	
Investimento Directo	275	147	
Transferência p/ exploração	10 415	6 729	
Reclassificações, alienações e abates	822	97	
Saldo Final (2)	360 179	365 090	-1,3%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	160 140	160 349	
Amortizações do Exercício	13 685	13 997	
Regularizações e abates	662	73	
Saldo Final (4)	174 487	174 419	0,0%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	16 962	16 937	
Comparticipações do ano	0	0	
Amortizações do ano	1 657	1 682	
Saldo Final (6)	15 305	15 255	0,3%
Activo líquido a remunerar			
Valor de 2012 (7) = (1) - (3) - (5)	171 564	180 830	-5,1%
Valor de 2013 (8) = (2) - (4) - (6)	170 387	175 416	-2,9%
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	170 975	178 123	-4,0%

Na AGS, a variação do ativo a remunerar deve-se essencialmente ao facto do saldo inicial de tarifas 2013 ter sido inferior ao que se veio a verificar. O desvio só não foi maior, face ao volume de transferências de imobilizado para exploração ocorridas em 2013. Destacam-se como principais investimentos realizados, a remodelação do sistema de combate a incêndios da Central Térmica do Caldeirão, em São Miguel e a reabilitação de instalações e de equipamentos na Central Térmica do Belo Jardim, na Terceira.

⁵⁰ As licenças de CO₂ não se encontram contabilizadas para efeitos de remuneração do ativo.

g) Taxa de remuneração do custo de capital

No período de regulação 2012-2014, o custo de capital resultou das *yields* das Obrigações do Tesouro a 5 anos dos cinco principais países da Zona Euro cotados com AAA⁵¹, fixado para o período de regulação, acrescido de um majorante que internaliza o prémio de risco de mercado. Este majorante usa como base de indexação a cotação média dos CDS⁵² da República Portuguesa a 5 anos, calculada nos 12 meses terminados no mês de setembro anterior ao ano a que diz respeito as tarifas. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2013 foi de 9% para remunerar os ativos. Devido à evolução das cotações médias dos CDS da República Portuguesa em 2013 a taxa de remuneração final para o ano de 2013 corresponde a 8,06%.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2013, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2014, no montante de -2 576 milhares de euros, foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2013.

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2014

Os proveitos permitidos de 2015 da atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema, incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2014, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2014. O valor total a devolver ao sistema, que decorre, em parte, da revisão em baixa das taxas de remuneração em cerca de 1,24 p.p. é de 2 165 milhares de euros. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2015 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1⁵³ é o que se apresenta no Quadro 4-89.

Quadro 4-89 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS

		10 ³ EUR		
		Tarifas 2014	2014 em 2014	Tarifas 2015
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	11 729	11 876	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	171 022	169 107	
3	Taxa de remuneração do activo fixo	9,00%	7,76%	
A = 1 + 2 x 3		27 121	24 998	
B = A (2014 em 2014) - A (Tarifas 2014)		Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de AGS, referente ao ano t-1		-2 123
i_{t-10}		Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2014 acrescida de 1,5 pontos percentuais		2,00%
C = (1 + i_{t-10}) x B		Ajustamento do custo com capital da atividade de AGS, referente ao ano t-1		-2 165

⁵¹ Foram considerados os seguintes países: Alemanha, Áustria, Finlândia, Holanda e França.

⁵² *Credit Default Swaps*.

⁵³ Um desvio negativo significa um valor a devolver ao sistema.

4.5.2 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o novo período regulatório 2015-2017 não implicaram alterações da metodologia de definição dos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica. Contudo, procurou-se melhorar a regulação por incentivos no OPEX, através da revisão das bases de custo, bem como da definição de metas eficiência mais adequadas face ao desempenho da empresa nos períodos regulatórios anteriores.

A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar à atividade de Distribuição de Energia Elétrica encontra-se no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, que acompanha o documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de 2015-2017”.

4.5.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS

No Quadro 4-90 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 105º do Regulamento Tarifário.

Quadro 4-90 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2014	Tarifas 2015	Variação (%)
		(1)	(2)	[(2) - (1)]/(1)
1	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	8 992	9 711	8%
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	199 104	199 559	0%
3	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	9,50	6,75	
4	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1	-2 549	-3 537	
5	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos	15 125	12 942	-14%
6	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE relativos ao ano t-2	661	1 059	60%
A = 1+2*3/100 +4+5-6	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	39 822	31 527	-20,8%
7	Energia Distribuída (MWh)	716 098	706 810	-1,30%
B = (A+6)/7	Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)	56,53	46,10	-18,45%
1'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	4 288	4 541	6%
2'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	116 376	119 005	2%
3'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	9,50	6,75	
4'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	-1 543	-2 189	
5' = 6'+7'*8'+9'*10'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	5 217	4 763	-9%
6'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 556	2 381	
7'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em MT (milhares de €/MWh)	0,0043	0,0045	
8'	Indutor de custos - energia fornecida MT (MWh)	271 753	263 054	
9'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição em MT (milhares de €/cliente)	1,8617	1,5646	
10'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	795	761	
11'	Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	0,74	2,14	
12'	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	2,48	0,00	
13'	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	-11 492	-11 171	-3%
C = 1'+2''*3''/100+4'+5'-13'	Proveitos Permitidos em MT	30 509	26 319	-13,7%
1''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	4704	5 170	10%
2''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	82 727	80 554	-3%
3''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	9,50	6,75	
4''	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	-1 006	-1 348	
5'' = 6''+7''*8''+9''*10''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	9 908	8 179	-17%
6''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	5 113	4 090	
7''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de €/MWh)	0,0051	0,0046	
8''	Indutor de custos - energia fornecida BT (MWh)	444 345	443 756	
9''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de €/cliente)	0,0209	0,0169	
10''	Indutor de custos BT (nº médio de clientes)	120 521	121 210	
11''	Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	0,74	2,14	
12''	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	2,48	0,00	
13''	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	12 152	12 230	1%
D = 1''+2''*3''/100+4''+5''-13''	Proveitos Permitidos em BT	9 312	5 208	-44,1%
E = C+D	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	39 822	31 527	-20,8%

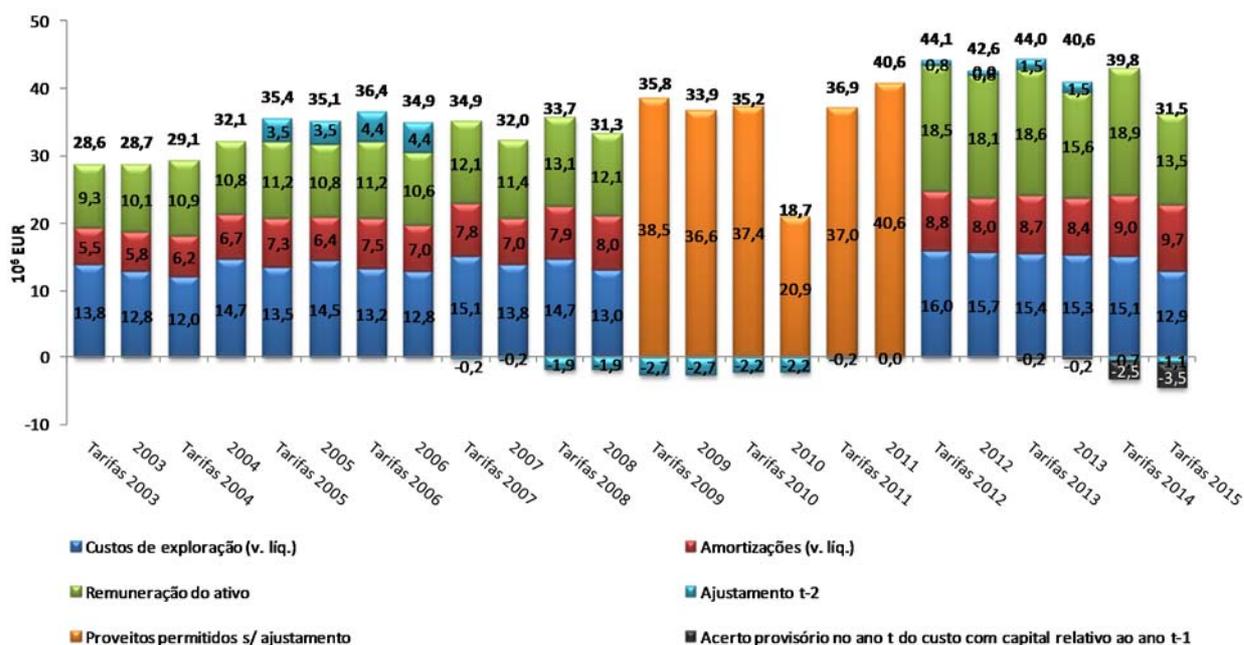
Relativamente aos valores do OPEX e conforme apresentado no documento de “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, foram fixadas novas bases de custo, por cada nível de tensão, bem como novos fatores de eficiência a aplicar nos anos 2016 e 2017.

A Figura 4-27 evidencia a decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA, entre 2003 e 2015. 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 2015 apresentam um decréscimo de 20,8% relativamente às tarifas de 2014. Excluindo os ajustamentos de t-2 e de t-1, verifica-se um decréscimo de proveitos permitidos na ordem dos 16,1%.

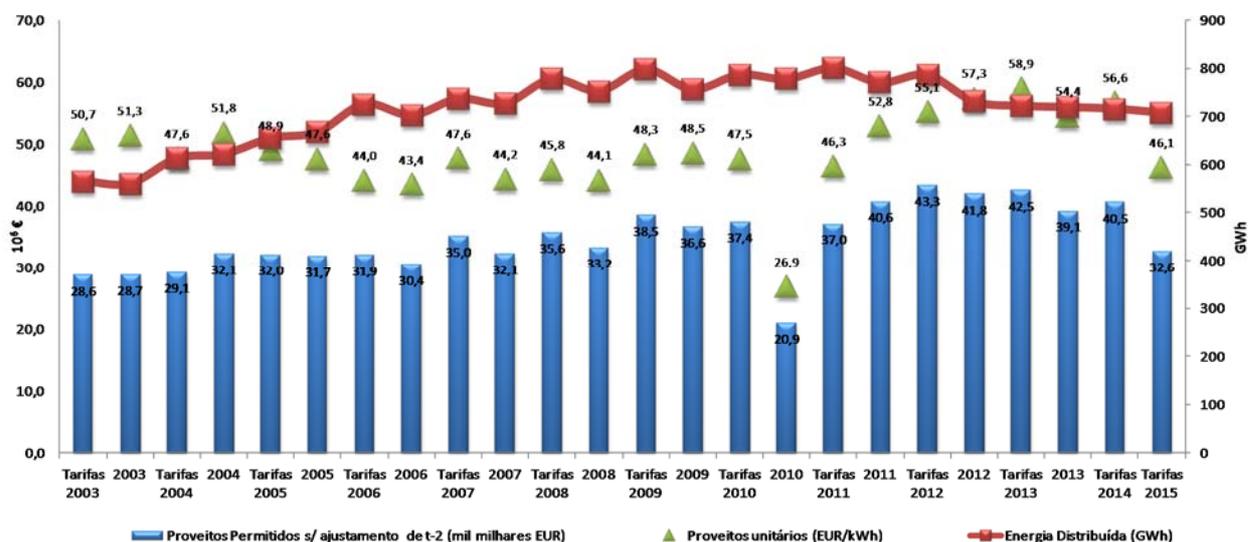
Figura 4-27 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA



Nota: Os valores reais de 2003 a 2013 referem-se a custos aceites pela ERSE

A Figura 4-28 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 4-28 - 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 2013 referem-se a custos aceites pela ERSE

4.5.2.2 AJUSTAMENTOS

AJUSTAMENTOS DE 2013

De acordo com o n.º 4 do artigo 95.º do Regulamento Tarifário, 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, o ajustamento em 2015 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativos a 2013, é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2013 e os que resultam da aplicação da fórmula básica definida no n.1.º do artigo 89.º aos valores realmente verificados em 2013.

No Quadro 4-91 apresentam-se os parâmetros utilizados para o cálculo dos proveitos permitidos de 2013 (“Tarifas 2013”), bem como os parâmetros dos proveitos recalculados em 2013 (“2013”), por nível de tensão. O ajustamento de 2013 da atividade de DEE a repercutir nos proveitos permitidos de 2015 é de 1 059 mil euros⁵⁴ resultante de um ajustamento em MT de -11 171 milhares de euros e em BT de 12 230 mil euros.

O desvio do ano sem juros é decomposto pelas seguintes parcelas:

⁵⁴ Um ajustamento positivo significa um montante a pagar pela empresa.

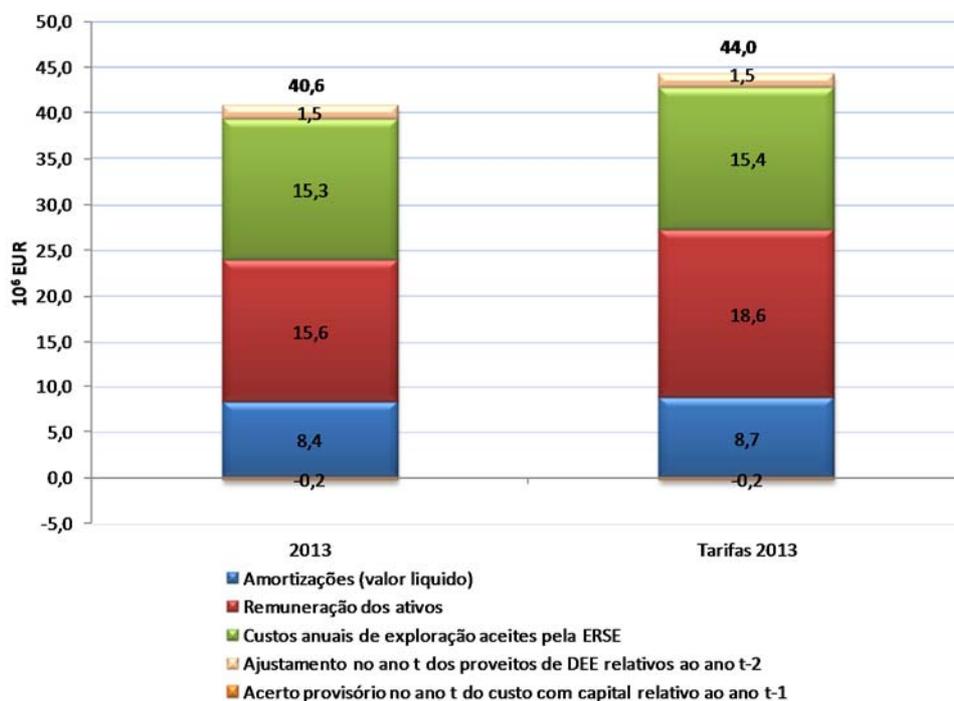
- -15 890 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2013 por aplicação das tarifas no Continente no total de 24 818 milhares de euros (4 415 milhares de euros em MT (linha 4) e 20 404 milhares de euros em BT (linha 12)) e os proveitos a proporcionar em 2013, definidos em 2014, no total de 40 708 milhares de euros (25 949 milhares de euros em MT (linha 3) e 14 759 milhares de euros em BT (linha 11)).
- +19 405 milhares de euros (12 312 milhares de euros em MT (linha 5) e 7 093 mil euros em BT (linha 13)) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de DEE.
- -2 549 mil euros (-1 543 mil euros em MT (linha 9) e -1 006 mil euros em BT (linha 17)) relativos à anulação do acerto provisório do custo com capital considerado em t-1.

Quadro 4-91 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica

		2013	Tarifas 2013	Diferença	
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
a	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	8 351	8 723	-372	-4,3%
b	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	182 658	195 995	-13 337	-6,8%
c	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	8,56	9,50	-0,9	-9,9%
d	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1	-245	-245		
e	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos	15 349	15 388	-39	-0,3%
f	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE relativos ao ano t-2	-1 546	-1 546		
1= a+b*c/100 +d+e-f		40 643	44 032	-3 390	-7,7%
g	Energia Distribuída (MWh)	718 340	721 033		
2=1/g		54,43	58,92	-4	-7,6%
tx t-2	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-2 + spread	2,036%			
tx t-1	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de t-1 + spread	1,995%			
a'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	3 864	4 134	-269	-6,5%
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	103 606	112 303	-8 697	-7,7%
c'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	8,56	9,50	-0,9	-9,9%
d'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	-13	-13		
e'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	5 253	5 251	2	0,0%
f'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 602	2 602		
g'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em MT (€/energia vendida)	0,00442	0,00442		
h'	Indutor de custos - energia fornecida MT (MWh)	274 263	268 274	5 990	2,2%
i'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição em MT (€/cliente)	1,8947	1,8947		
j'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	760	773	-13	-1,7%
k'	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	-7 973	-7 973		
3= a'+b'*c'/100 +d'+e'-k'		25 949	28 013	-2 064	-7,4%
4	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas em MT a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA	4 415			
5	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em MT	12 312			
6	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAA imputáveis à atividade de DEE, em MT	0			
7=4+5+6		16 727			
8= (7-3)*(1+tx...)*(1+tx...)		-9 598			
9	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1 em MT	-1 543			
10=8+9*(1+tx...)		-11 171			
a''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	4 487	4 589	-103	-2,2%
b''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	79 052	83 692	-4 640	-5,5%
c''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	8,56	9,50	-0,9	-9,9%
d''	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	-231	-231		
e''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	10 096	10 136	-41	-0,4%
f''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	5 204	5 204		
g''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (€/energia vendida)	0,00521	0,00521		
h''	Indutor de custos - energia fornecida BT (MWh)	444 076	452 759	-8 682	-1,9%
i''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição em BT (€/cliente)	0,02130	0,02130		
j''	Indutor de custos BT (nº médio de clientes)	121 130	120 918	212	0,2%
k''	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	65	0		
l''	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	6 427	6 427		
11= a''+b''*c''/100 +d''+e''+k''-l''		14 759	16 019	-1 260	-7,9%
12	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas em BT a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA	20 404			
13	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em BT	7 093			
14	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAA imputáveis à atividade de DEE, em BT	0			
15=12+13+14		27 497			
16= (15-11)*(1+tx...)*(1+tx...)		13 256			
17	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1, em BT	-1 006			
18=16+17*(1+tx...)		12 230			
19=10+18		1 059			

Na Figura 4-29 é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade da DEE.

Figura 4-29 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE



a) Energia elétrica entregue pelas redes de distribuição

Em 2013, a taxa de crescimento da procura de eletricidade na RAA caiu cerca de 1,6% relativamente a 2012.

O Quadro 4-92 apresenta o desvio nas quantidades entregues pelas redes de MT e de BT, relativamente ao previsto nas tarifas de 2013, que se situaram em 2,2% e em -1,9%, respetivamente.

Quadro 4-92 - Energia entregue pelas redes da distribuição

Unid: MWh

	Real 2013	Tarifas 2013	Diferença 2013 - Tarifas 2013	
			10 ³ EUR	%
Redes de MT	274 263	268 274	5 990	2,2%
Redes de BT	444 076	452 759	-8 682	-1,9%

b) Número médio de clientes

O Quadro 4-93 apresenta o número médio de clientes, considerado no cálculo de tarifas para 2012 e o verificado, tanto em MT como em BT.

Quadro 4-93 - Número médio de clientes

	Real 2013	Tarifas 2013	Diferença 2013 - Tarifas 2013	
			10 ³ EUR	%
Cientes MT	760	773	-13	-1,7%
Cientes BT	121 130	120 918	212	0,2%
Total	121 890	121 691	199	0,2%

O desvio no número de clientes em MT e BT, relativamente ao previsto nas tarifas de 2013, situou-se em -1,7% e em 0,2%, respetivamente.

c) Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar

O Quadro 4-94 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de DEE.

Quadro 4-94 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

Unidade: 10³ EUR

	2013 (1)	Tarifas 2013 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)	
Activo Fixo Bruto				
Saldo Inicial (1)	373 421	387 450		
Investimento Directo	1 588	0		
Transferências para Exploração	12 568	12 635		
Reclassificações, alienações e abates	-1 175	2 153		
Saldo Final (2)	386 401	402 238	-3,9%	
Amortização Acumulada				
Saldo Inicial (3)	140 738	141 431		
Amortizações do Exercício	11 528	11 845		
Regularizações	-707	-54		
Saldo Final (4)	151 559	153 222	-1,1%	
Comparticipações				
Saldo inicial líquido (5)	51 534	51 726		
Comparticipações do ano	2 314	2 861		
Amortização do ano	3 176	3 267		
Regularizações	-4			
Saldo Final (6)	50 675	51 321	-1,3%	
Activo líquido a remunerar				
Valor de 2012	(7) = (1) - (3) - (5)	181 149	194 293	-6,8%
Valor de 2013	(8) = (2) - (4) - (6)	184 167	197 695	-6,8%
Activo líquido médio	(9) = [(7) + (8)]/2	182 658	195 994	-6,8%

Ao nível da DEE o desvio ocorrido deve-se sobretudo ao desvio verificado ao nível do ativo bruto face a reclassificações, alienações e abates, e a uma base de partida mais baixa.

 d) Taxa de remuneração do custo de capital

No período de regulação 2012-2014, o custo de capital resultou das *yields* das Obrigações do Tesouro a 5 anos dos cinco principais países da Zona Euro cotados com AAA⁵⁵, fixado para o período de regulação, acrescido de um majorante que internaliza o prémio de risco de mercado. Este majorante usa como base de indexação a cotação média dos CDS⁵⁶ da República Portuguesa a 5 anos, calculada nos 12 meses terminados no mês de setembro anterior ao ano a que diz respeito as tarifas. Deste modo, o

⁵⁵ Foram considerados os seguintes países: Alemanha, Áustria, Finlândia, Holanda e França.

⁵⁶ *Credit Default Swaps*.

valor fixado provisoriamente em tarifas 2013 foi de 9,50% para remunerar os ativos. Devido à evolução das cotações médias dos CDS da Republica Portuguesa em 2012 a taxa de remuneração final para o ano de 2013 corresponde a 8,56%.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2012, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2013, no montante de -2 549 mil euros (-1 543 mil euros em MT e -1 006 mil euros em BT), foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2013.

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2014

Os proveitos permitidos de 2015 da atividade de Distribuição de Energia Elétrica incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2014, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2014. O valor total a devolver ao sistema, que decorre, em parte, da revisão em baixa das taxas de remuneração em cerca de 1,24 p.p. é de 3 537 milhares de euros. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2015 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1⁵⁷ é o que se apresenta no Quadro 4-95.

Quadro 4-95 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE

Ajustamento DEE MT		10 ³ EUR		
		Tarifas 2014	2014 em 2014	Tarifas 2015
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	4 288	4 059	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	116 376	110 644	
3	Taxa de remuneração do ativo fixo	9,50%	8,26%	
A = 1 + 2 x 3	Custo com capital afecto à actividade de DEE MT	15 344	13 197	
B = A (2014 em 2014) - A (Tarifas 2014)	Ajustamento sem juros do custo com capital da actividade de DEE MT, referente ao ano t-1			-2 146
i _{t-1D}	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2014 acrescida de 1,5 pontos percentuais			2,00%
C = (1 + i _{t-1D}) x B	Ajustamento do custo com capital da actividade de DEE MT, referente ao ano t-1			-2 189

Ajustamento DEE BT		10 ³ EUR		
		Tarifas 2014	2014 em 2014	Tarifas 2015
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	4 704	4 624	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	82 727	80 119	
3	Taxa de remuneração do ativo fixo	9,50%	8,26%	
A = 1 + 2 x 3	Custo com capital afecto à actividade de DEE BT	12 563	11 241	
B = A (2014 em 2014) - A (Tarifas 2014)	Ajustamento sem juros do custo com capital da actividade de DEE BT, referente ao ano t-1			-1 322
i _{t-1D}	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2014 acrescida de 1,5 pontos percentuais			2,00%
C = (1 + i _{t-1D}) x B	Ajustamento do custo com capital da actividade de DEE BT, referente ao ano t-1			-1 348

4.5.3 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o novo período regulatório 2015-2017 não implicaram alterações da metodologia de definição dos proveitos permitidos da atividade de

⁵⁷ Um desvio negativo significa um valor a devolver ao sistema.

Comercialização de Energia Elétrica. Contudo, procurou-se melhorar a regulação por incentivos no OPEX, através da revisão das bases de custo, bem como da definição de metas eficiência mais adequadas face ao desempenho da empresa nos períodos regulatórios anteriores.

Adicionalmente, dadas as particularidades da atividade de comercialização, consubstanciadas, entre outros, na dificuldade de gestão do fundo de manuseio das empresas; no desfasamento existente entre o PMR e o PMP e na gestão dos clientes de cobrança duvidosa, o regulamento tarifário passa a prever a possibilidade de inclusão de uma componente de custos não controláveis. Pese embora seja reconhecida a importância desta parcela de custo, a mesma deverá ser analisada e calculada numa base anual, casuisticamente, devendo apenas ser considerada quando justificável.

A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar à atividade de Comercialização de Energia Elétrica encontra-se no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, que acompanha o documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de 2015-2017”.

4.5.3.1 PROVEITOS PERMITIDOS

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 106º do Regulamento Tarifário.

No Quadro 4-96 são apresentados os valores considerados para o cálculo.

Quadro 4-96 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA

		unidade: 10 ⁶ €		
		Tarifas 2014 (1)	Tarifas 2015 (2)	Variação (%) [(2) - (1)]/(1)
1	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	341	380	11%
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	3 983	3 780	-5%
3	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	9,5	6,8	
4	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização relativo ao ano t-1	-18	-88	
5	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	6 043	6 467	7%
6	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-203	-278	37%
A = 1+2*3/100 +4+5-6	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	6 947	7 293	5%
7	Energia Fornecida (MWh)	716 098	706 810	-1%
B = (A+6)/7	Proveitos permitidos por unidade fornecida (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)	9,42	9,92	5%
1'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	66	22	-67%
2'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	873	229	-74%
3'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	9,50	6,75	
4'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em MT relativo ao ano t-1	85	-106	
5' = 6'+7'*8'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	341	296	-13%
6'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT	160	148	
7'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em MT (milhares de €/cliente)	0,2274	0,1942	
8'	Indutor de custos (nº médio de clientes)	795	761	
9'	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-83	-65	-22%
C = 1'+2'*3'/100+4' +5'-9'	Proveitos Permitidos em MT	658	292	-56%
1"	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	275	358	30%
2"	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	3 110	3 551	14%
3"	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	9,50	6,75	
4"	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em BT relativo ao ano t-1	-103	18	
5" = 6"+7"*8"	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	5 702	6 172	8%
6"	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT	2 902	3 086	
7"	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em BT (milhares de €/cliente)	0,0232	0,0255	
8"	Indutor de custos (nº médio de clientes)	120 521	121 210	
9"	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-120	-212	78%
D = 1"+2"+3"/100 +4"+5"-9"	Proveitos Permitidos em BT	6 289	7 000	11%
E = C+D	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	6 947	7 293	5%

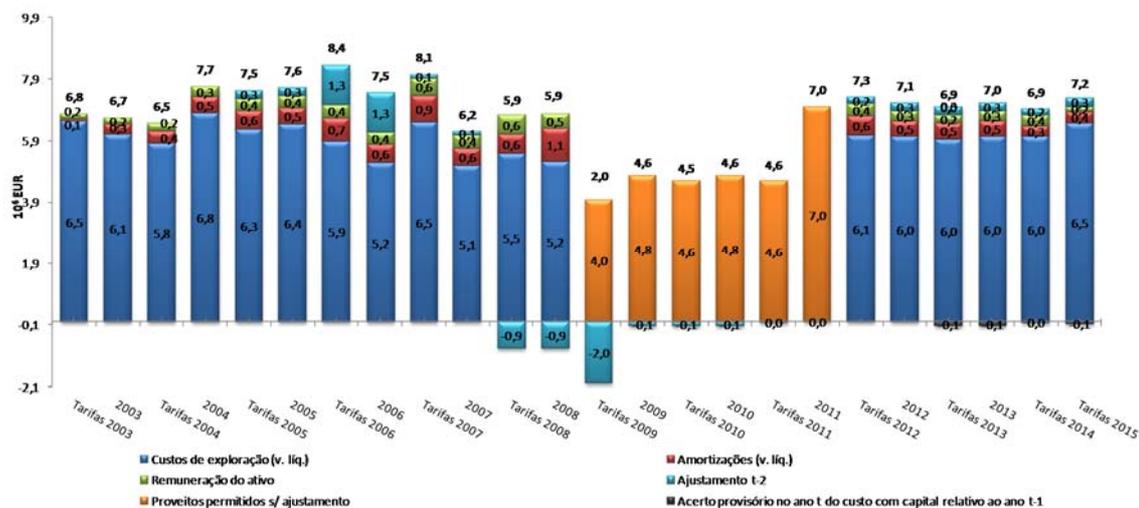
Os proveitos permitidos propostos pela ERSE, para as tarifas de 2015, apresentam um acréscimo na ordem dos 5% relativamente ao valor de tarifas de 2014. Excluindo os ajustamentos de t-2 e de t-1, os proveitos permitidos apresentam um acréscimo de 5%.

Relativamente aos valores do OPEX e conforme apresentado no documento de “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, foram fixadas novas bases de custo, por cada nível de tensão, bem como novos fatores de eficiência a aplicar nos anos 2016 e 2017.

A Figura 4-30 demonstra a decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA entre 2003 e 2015. 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.

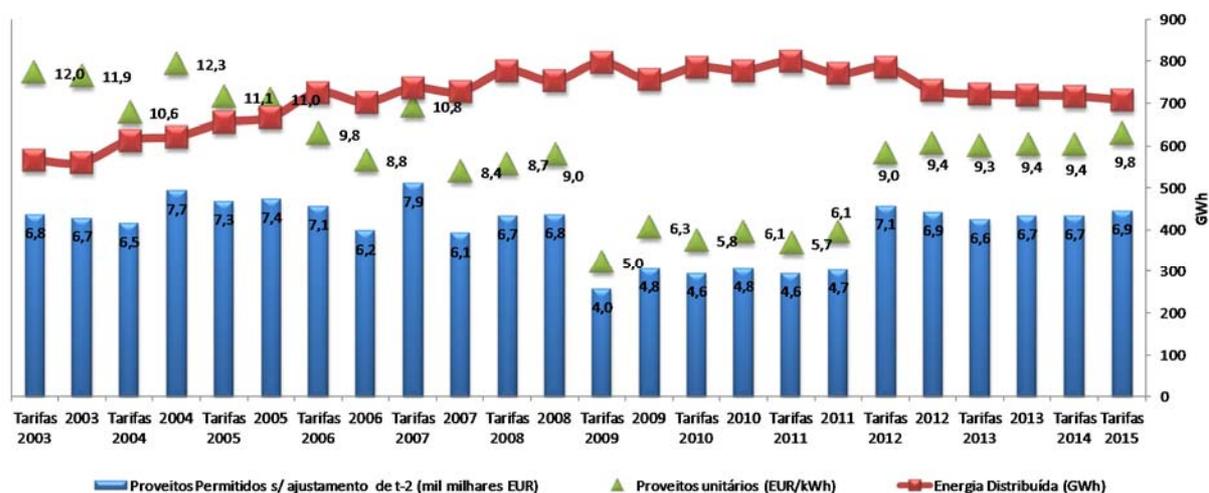
Figura 4-30 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA



Nota: Os valores de 2003 a 2013 referem-se a custos aceites pela ERSE

A Figura 4-31 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 4-31 - Proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA, evolução da energia vendida e proveitos unitários



Nota: Os valores de 2003 a 2013 referem-se a custos aceites pela ERSE

4.5.3.2 AJUSTAMENTOS

AJUSTAMENTOS DE 2013

De acordo com o n.º 4 do artigo 96.º do Regulamento Tarifário, 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, o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2013 e os que resultam da aplicação da fórmula básica definida no n.1.º do artigo 96.º aos valores realmente verificados em 2013.

O Quadro 4-97 apresenta o ajustamento dos proveitos da atividade de CEE em 2013, apurado por nível de tensão. Em MT, é apurado um ajustamento de 22 mil euros e em BT de -122 mil euros, perfazendo um ajustamento de -191 mil euros⁵⁸ na atividade de CEE. No quadro são comparados os valores verificados em 2013 (“2013”) com os valores estimados em 2012 no cálculo das tarifas de 2013 (“Tarifas 2013”), por nível de tensão.

⁵⁸ Um ajustamento negativo significa um montante a recuperar pela empresa.

Quadro 4-97 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica

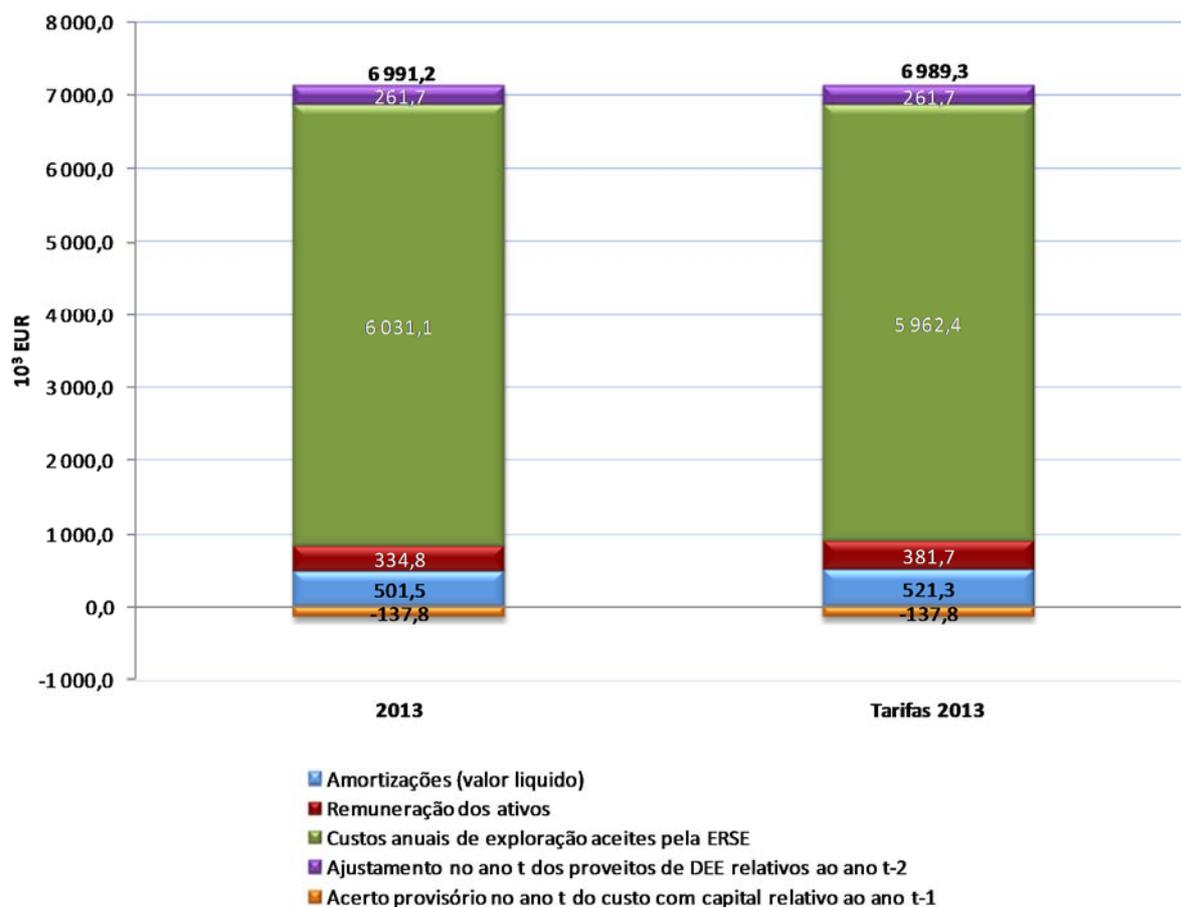
		2013	Tarifas 2013	Diferença 2013 - Tarifas 2013	
		10 ⁹ EUR	10 ⁹ EUR	10 ⁹ EUR	%
a	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	501	521	-20	-3,8%
b	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	3 909	4 018	-108	-2,7%
c	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	8,56	9,50		
d	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização relativo ao ano t-1	-138	-138		
e	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	6 031	5 962	69	1,2%
f	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-262	-262		
1= a+b*c/100+d+e-f	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	6 991	6 989	2	0%
tx t-2	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-2 + spread	2,036%			
tx t-1	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de t-1 + spread	1,995%			
g	Energia Fornecida (MWh)	718 340	721 033		
2=1/g	Proveitos permitidos por unidade fornecida (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)	9,368	9,330		
a'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	52	88	-36	-41,2%
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	726	594	132	22,2%
c'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	8,56	9,5		
d'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em MT relativo ao ano t-1	-5	-5		
e'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	325	346	-21	-6,0%
f'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	156	164		
g'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em MT (milhares de EUR/cliente)	0,223548	0,235143		
h'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	760	773	-13	-1,7%
i'	Custos incorridos não previstos	22	0		
j'	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-152	-152		
3= a'+b'*c'/100+d'+i'-j'	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	609	638		
4	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA em MT	103			
5	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em MT	444			
6	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAA, imputáveis à atividade de CEE, em MT	0			
7=4+5+6	Proveitos recuperados na atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	546			
8= (7-3)*(1+tx...)*(1+tx...)	Ajustamento em 2015 dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, relativos a 2013	-65			
9	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de CEE relativo ao ano t-1, em MT	85			
10=8-9*(1+tx...)	Ajustamento em 2015 dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, relativos a 2013, com acerto provisório de CAPEX	22			
a''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	450	433	17	3,8%
b''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	3 183	3 423	-240	-7,0%
c''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	8,56	9,5		
d''	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em BT relativo ao ano t-1	-133	-133		
e''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	5 706	5 616	89	1,6%
f''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT	2 878	2 841		
g''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em BT (€/cliente)	0,02335	0,02295		
h''	Indutor de custos (nº médio de clientes)	121 130	120 918	212	0,2%
i''	Custos incorridos não previstos	98			
j''	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-109	-109		
11= a''+b''*c''/100+d''+e''+f''-j''	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	6 502	6 351	151	2,4%
12	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA em BT	1 662			
13	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em BT	4 738			
14	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAA, imputáveis à atividade de CEE, em BT	0			
15=12+13+14	Proveitos recuperados na atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	6 399	6 989		
16= (15-11)*(1+tx...)*(1+tx...)	Ajustamento em 2014 dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, relativos a 2013	-107			
17	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de CEE relativo ao ano t-1, em BT	-103			
18=16+17*(1+tx...)	Ajustamento em 2015 dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, relativos a 2013, com acerto provisório de CAPEX	-212			
19=10+18	Ajustamento em 2015 dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, relativos a 2013	-191			

O desvio do ano sem juros é decomposto pelas seguintes parcelas:

- -5 244 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2013 por aplicação das tarifas no Continente no total de 1 764 milhares de euros (103 mil euros em MT (linha 4) e 1 662 milhares de euros em BT (linha 12)) e os proveitos a proporcionar em 2013, definidos em 2014 no total de 7 008 milhares de euros (609 mil euros em MT (linha 3) e 6 399 milhares de euros em BT (linha 15)).
- +5 182 milhares de euros (444 mil euros em MT (linha 5) e 4 738 milhares de euros em BT (linha 13)) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de CEE.
- -18 mil euros (85 mil euros em MT (linha 9) e -103 mil euros em BT (linha 17) relativos à anulação do acerto provisório do custo com capital considerado em t-1.

Na Figura 4-32 é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade da CEE.

Figura 4-32 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de CEE



a) Número médio de clientes

O Quadro 4-98 apresenta o número médio de clientes da EDA considerado em 2012 para cálculo das tarifas de 2013 e o número ocorrido em 2013.

Quadro 4-98 - Número médio de clientes

	Real 2013	Tarifas 2013	Diferença 2013 - Tarifas 2013	
			10 ³ EUR	%
Cientes MT	760	773	-13	-1,7%
Cientes BT	121 130	120 918	212	0,2%
Total	121 890	121 691	199	0,2%

b) Taxa de remuneração do custo de capital

No período de regulação 2012-2014, o custo de capital resultou das *yields* das Obrigações do Tesouro a 5 anos dos cinco principais países da Zona Euro cotados com AAA⁵⁹, fixado para o período de regulação, acrescido de um majorante que internaliza o prémio de risco de mercado. Este majorante usa como base de indexação a cotação média dos CDS⁶⁰ da República Portuguesa a 5 anos, calculada nos 12 meses terminados no mês de setembro anterior ao ano a que diz respeito as tarifas. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2013 foi de 9,5% para remunerar os ativos. Devido à evolução das cotações médias dos CDS da República Portuguesa em 2013 a taxa de remuneração final para o ano de 2012 corresponde a 8,56%.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2013, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2014, no montante de -18 mil euros (85 mil euros em MT e -103 mil euros em BT), foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2013.

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2014

Os proveitos permitidos de 2015 da atividade de Comercialização de Energia Elétrica incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2014, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2014. O valor total a devolver ao sistema, que decorre, em parte, da revisão em baixa das taxas de remuneração em cerca de 1,24 p.p. é de 88

⁵⁹ Foram considerados os seguintes países: Alemanha, Áustria, Finlândia, Holanda e França.

⁶⁰ *Credit Default Swaps*.

milhares de euros. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2015 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1⁶¹ é o que se apresenta no Quadro 4-99.

Quadro 4-99 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE

Ajustamento CEE MT		10 ³ EUR		
		Tarifas 2014	2014 em 2014	Tarifas 2015
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	66	21	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	873	292	
3	Taxa de remuneração do ativo fixo	9,50%	8,26%	
A = 1 + 2 x 3	Custo com capital afecto à actividade de CEE MT	149	45	
B = A (2013 em 2013) - A (Tarifas 2013)	Ajustamento sem juros do custo com capital da actividade de CEE MT, referente ao ano t-1			-104
i _{t-10}	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2014 acrescida de 1,5 pontos percentuais			2,00%
C = (1 + i _{t-10}) x B	Ajustamento do custo com capital da actividade de CEE MT, referente ao ano t-1			-106

Ajustamento CEE BT		10 ³ EUR		
		Tarifas 2014	2014 em 2014	Tarifas 2015
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	275	317	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	3 110	3 290	
3	Taxa de remuneração do ativo fixo	9,50%	8,26%	
A = 1 + 2 x 3	Custo com capital afecto à actividade de CEE BT	570	588	
B = A (2013 em 2013) - A (Tarifas 2013)	Ajustamento sem juros do custo com capital da actividade de CEE BT, referente ao ano t-1			18
i _{t-10}	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2014 acrescida de 1,5 pontos percentuais			2,00%
C = (1 + i _{t-10}) x B	Ajustamento do custo com capital da actividade de CEE BT, referente ao ano t-1			18

4.5.4 PROVEITOS PERMITIDOS À EDA PARA 2015

No Quadro 4-100 encontram-se sintetizados os proveitos permitidos para 2015 para cada uma das atividades reguladas da concessionária do transporte e distribuição na RAA.

Quadro 4-100 - Proveitos permitidos à EDA para 2015

	Unidade: 10 ³ EUR		
	Tarifas 2014	Tarifas 2015	T2015 / T2014
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	143 839	124 953	-13,1%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	39 822	31 527	-20,8%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	6 947	7 293	5,0%
Proveitos permitidos da EDA	190 608	163 772	-14,1%

Verifica-se um decréscimo dos proveitos permitidos na ordem dos 14,1%.

Não considerando os ajustamentos de 2013, observa-se um decréscimo dos proveitos em 8,2%.

⁶¹ Um desvio negativo significa um valor a devolver ao sistema.

Quadro 4-101 - Proveitos permitidos à EDA, para 2015, excluindo ajustamentos de t-2

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2014	Tarifas 2015	T2015 /T2014
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	137 296	129 810	-5,5%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	40 482	32 586	-19,5%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	6 744	7 015	4,0%
Proveitos permitidos da EDA	184 523	169 410	-8,2%

4.5.5 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

No Quadro 4-102 apresenta-se o sobrecusto por atividade da concessionária do transporte e distribuição na RAA.

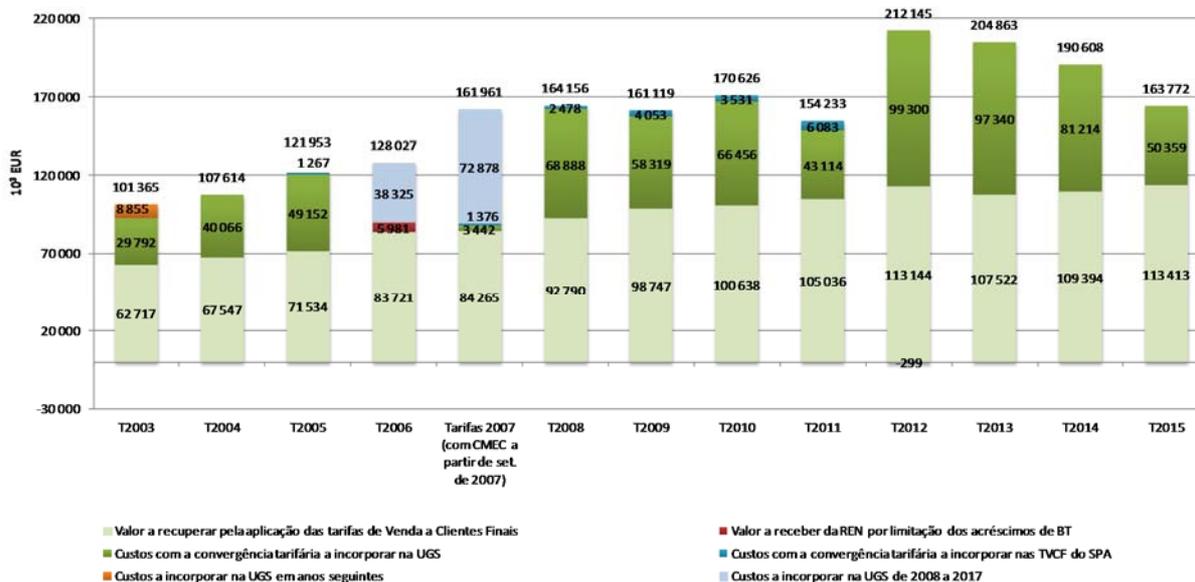
Quadro 4-102 - Custo com a convergência tarifária da RAA

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2014	Tarifas 2015
A=1-2-3	Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema na RAA	60 767	37 241
1	Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	143 839	124 953
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	83 072	87 712
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	15 293	7 921
4	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	39 822	31 527
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	24 528	23 605
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	5 153	5 197
7	Proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	6 947	7 293
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	1 794	2 095
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	81 214	50 359

A Figura 4-33 apresenta a decomposição dos proveitos permitidos da EDA de 2003 a 2015.

Figura 4-33 - 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 12 353 milhares de euros, a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema em 2015 deverá ser entregue pela REN, em duodécimos, em partes iguais, a cada um dos bancos cessionários referidos anteriormente.

4.5.6 PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ATIVIDADE NA REGIÃO AUTÓNOMA DO AÇORES EM 2013

O Quadro 4-103 apresenta os proveitos a proporcionar por atividade na Região Autónoma dos Açores para Tarifas 2015.

Quadro 4-103 - Proveitos permitidos em 2013 e ajustamentos em 2015, na RAA

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos a proporcionar em 2013, definidos em 2012 (Tarifas 2013)	Proveitos recuperados em 2013, por aplicação das tarifas do Continente	Convergência Tarifária de 2013	Valor a recuperar pelas tarifas da RAA	Proveitos ou custos da gestão das licenças de CO2 e da partilha de benefícios	Proveitos a proporcionar em 2013, definidos em 2015	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	Ajustamento a repercutir em 2015 (sem acerto provisório de custo de capital de t-1)	Acerto provisório no ano t do custo com capital relativo ao ano t-1	Ajustamento a repercutir em 2015
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8) = [(2)+(3)+(4)-(5)-(6)+(7)] x (1+++spread) x (1+++spread)	(9)	(10) = (8) + (9)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	153 841	80 805	72 753	-514	0	145 537	-316	7 484	-2 627	4 857
Distribuição de Energia Elétrica	44 032	24 818	19 405	0		40 708		3 659	-2 600	1 059
Comercialização de Energia Elétrica	6 989	1 764	5 182	0		7 111		-172	-19	-191
Proveitos permitidos à EDA	204 863	107 387	97 340	-514	0	193 356	-316	10 970	-5 245	5 725

Tendo em conta que, os proveitos recuperados (203 897 milhares de euros) durante 2013 pela EDA, são inferiores ao previsto (204 863 milhares de euros) em cerca de 0,5%, e que os proveitos permitidos aceites pela ERSE para 2013 (193 356 milhares de euros) são cerca de 5,6% inferiores aos calculados para Tarifas 2013, o desvio de 2013 atinge os 10 970 milhares de euros. A este montante é deduzido o acerto provisório no CAPEX efetuado em Tarifas 2014 (-5 245 milhares de euros).

O ajustamento a pagar pela EDA em 2015 relativamente ao ano de 2013 atualizado para 2015 aplicando-se as taxas EURIBOR a doze meses média, determinada em valores diários de 2013, acrescida de *spread* de 1,5% e EURIBOR a doze meses média, determinada em valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano 2014, acrescida de *spread* de 1,5%, será de 5 725⁶² milhares de euros.

4.6 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO 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.

Na preparação do novo período regulatório 2015-2017, procurou-se melhorar a regulação por incentivos no OPEX⁶³, através da revisão das bases de custo, bem como da definição de metas eficiência adequadas face ao desempenho da empresa nos períodos regulatórios anteriores.

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 2015 a 2017”, que acompanha o documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de 2015-2017”.

TAXA DE REMUNERAÇÃO DAS ATIVIDADES DA EEM

De acordo com a decisão da ERSE fundamentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, as taxas de remuneração previstas da EEM a aplicar à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão Global do Sistema, à atividade de Distribuição de Energia Elétrica e à

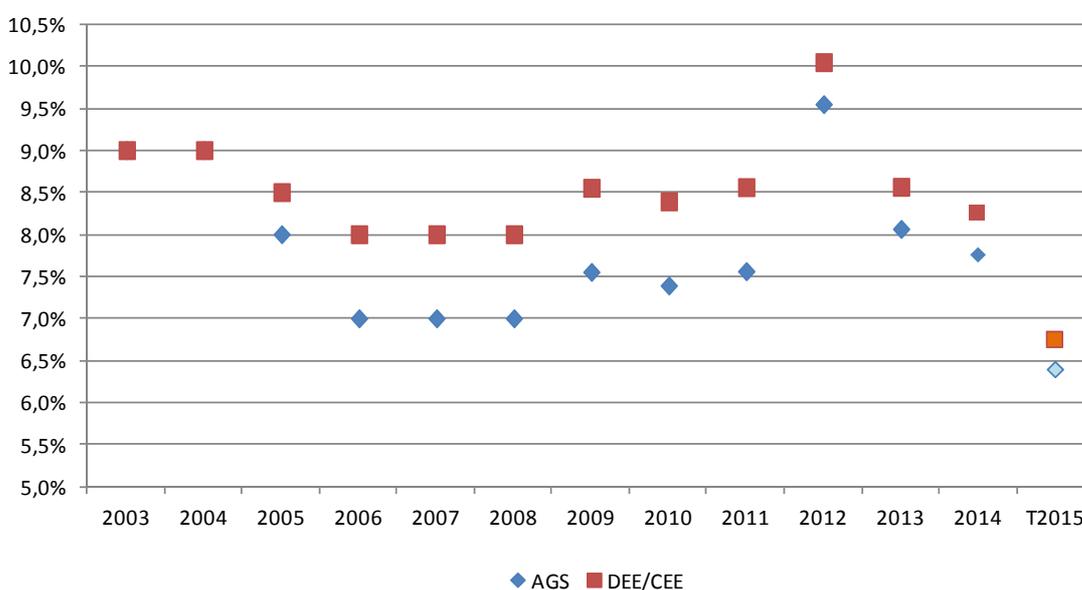
⁶² Um ajustamento positivo significa valor a pagar pela empresa.

⁶³ *Operational expenditures.*

atividade de Comercialização de Energia Elétrica são de 6,40%, 6,75% e 6,75%, respetivamente. No período regulatório 2012-2014 os valores estavam parcialmente indexados à evolução dos CDS da República Portuguesa a 5 anos, sendo que os valores definitivos para 2013 foram 8,06%, 8,56% e 8,56%, e para 2014 7,76%, 8,26% e 8,26%. Para o período regulatório 2015-2017, os valores da taxa de remuneração passa, a ser indexados à evolução das OT's da República Portuguesa a 10 anos.

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

Figura 4-34 - Taxa de remuneração dos ativos líquidos de amortizações na EEM



De notar que em 2015 a taxa apresentada é a taxa definida na fixação de parâmetros, sendo a mesma ajustada definitivamente nos proveitos permitidos do próximo ano.

4.6.1 ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

A metodologia de regulação da atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema, manteve-se no período regulatório 2015-2017, com um mecanismo do tipo *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência ao nível do OPEX, enquanto 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 encontram-se explicadas no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, que acompanha o documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de 2015-2017”.

4.6.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

CUSTOS DE EXPLORAÇÃO LÍQUIDOS DE PROVEITOS SUJEITOS A METAS DE EFICIÊNCIA

A metodologia de regulação dos custos de exploração na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema manteve-se no período de regulação 2015-2017, com base num mecanismo do tipo *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência. Para o novo período regulatório a base de custos foi revista bem como as metas de eficiência a aplicar à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.

Para tarifas 2015 foi considerado o valor de 12 666 mil euros para a rubrica de custos de exploração líquidos de proveitos sujeitos a metas de eficiência, cujo cálculo deverá ser consultado no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”.

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.

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.

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 passou 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 a partir do ano de 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 mantiveram-se inalteradas face às inicialmente 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.

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.

Para cálculo dos valores de 2015, a ERSE está a utilizar a metodologia do período regulatório 2012-2014, considerando as alterações acima descritas. Contudo, face às alterações dos circunstancialismos abrangidos pelo estudo anterior, conforme explicado no documento "Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017", que acompanha o documento "Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de 2015-2017", será efetuado em 2015 um estudo que, além de proceder à atualização do estudo anterior, no que se refere aos custos da cadeia de valor de aquisição do fuelóleo, abrangerá os restantes combustíveis utilizados pela EEM. As conclusões decorrentes desse estudo serão aplicadas aos ajustamentos de custos do ano de 2015 a efetuar em 2017.

Quadro 4-104 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo para tarifas de 2015

	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem)	Consumo 2015 (t)	Custos eficientes de descarga e armazenamento	Custos eficientes 2015 €	Custo previsto €	Custos não aceites €
Madeira	460,798	51.445	863.762	24.569.493	26.111.687	-1.542.194
Porto Santo	460,798	4.499	29.244	2.102.372	2.363.111	-260.739
		55.944	893.005	26.671.865	28.474.798	-1.802.933

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 3 500 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 e gás natural aceites pela ERSE para 2015 totalizam 19 134 milhares de euros.

Refira-se que os custos aceites com a aquisição de gás natural seguiram o racional aplicado em Tarifas 2014, tendo a ERSE aceite os custos previstos pela empresa para os restantes combustíveis e lubrificantes analisados neste ponto. O quadro infra evidencia estes valores.

Quadro 4-105 - Custos aceites com outros combustíveis e lubrificantes

	Custo médio unitário	Quantidades	Custo total anual (€)
Gasóleo Eur/kl	766,22	2 286,29	1 751 807
Óleo Eur/kl	1 836,62	420,31	771 955
Biofuel Eur/kl	655,10	61,66	40 395
Amónia Eur/t	-	-	-
Gás Natural Eur/ MWh térmico	41,53	398 941,18	16 569 362
Outros custos com combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com fuelóleo			19 133 520

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

Com o fim do período 2008-2012 do Comércio Europeu de Licenças de Emissão, deixou 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 243 980 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 6,19 EUR/t, foi aceite para o cálculo dos proveitos permitidos o montante de 1 509 milhares de euros.

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 110º do Regulamento Tarifário em vigor. O Quadro 4 -106 apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2015, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2014.

Quadro 4 -106 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM

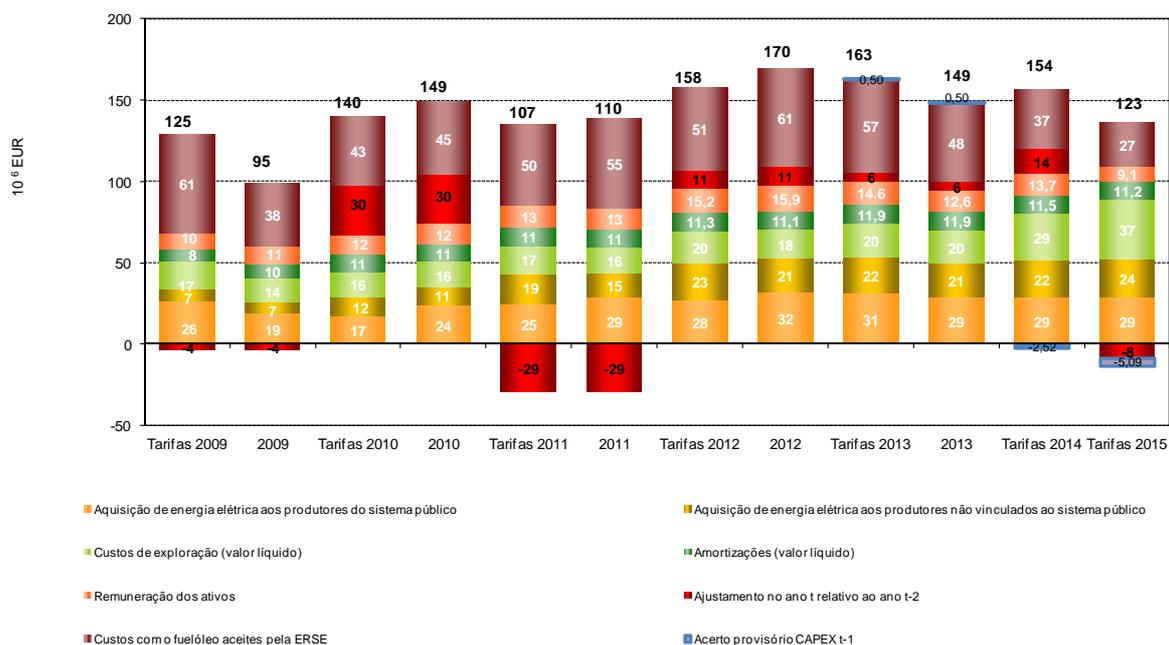
		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2014	Tarifas 2015	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
a	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos activos comparticipados	11 457	11 187	-2,4%
b	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e comparticipações	152 611	142 737	-6,5%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (%)	9,00%	6,40%	-2,6 p.p.
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-2 520	-5 089	102,0%
e	Custos com a aquisição de energia elétrica aos produtores do sistema público da RAM	29 036	28 660	-1,3%
f	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados ao sistema público da RAM	22 111	23 538	6,5%
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	13 233	12 666	-4,3%
h	Custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, aceites pela ERSE	1 810	3 500	93,4%
i	Custos com o fuelóleo aceites pela ERSE	36 912	26 672	-27,7%
j	Outros custos com combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com fuelóleo, previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE	12 762	19 134	49,9%
k	Custos previstos para o ano t, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	1 217	1 509	24,0%
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	-14 483	8 137	-156,2%
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	154 236	122 774	-20,4%
2	Emissão para a rede (MWh)	864 558	863 234	-0,2%
3 = (1 + m) / 2	Proveitos permitidos por unidade emitida para a rede (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)	161,65	151,65	-6,2%
	Desconto previsto com a aplicação da Tarifa Social		-2 157	

Pela análise do Quadro 4 -106 verifica-se que o nível dos proveitos permitidos para 2015 regista um decréscimo face ao nível dos valores aceites nas tarifas para 2014. Excluindo os ajustamentos relativos

a t-2, os proveitos permitidos para 2015 apresentam um decréscimo na ordem dos 6%, em linha com o decréscimo verificado nos proveitos por unidade emitida para a rede.

A figura infra apresenta, para os anos de 2009 a 2015, os proveitos permitidos aceites para tarifas e os proveitos reais aceites de 2009 a 2013. A comparação entre o valor do ano de 2013 aceite pela ERSE e o valor das tarifas de 2013 é efetuada em detalhe no capítulo seguinte.

Figura 4-35 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM



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. Regista-se, no entanto, que para 2015 se prevê que estes custos sejam os mais baixos do período em análise.

O valor da energia elétrica adquirida e o valor do fuelóleo aceite pela ERSE representam, em conjunto, cerca de 60% do total dos proveitos permitidos de 2015 (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.

4.6.1.2 AJUSTAMENTOS

AJUSTAMENTOS DE 2013

O ajustamento da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS) é calculado de acordo com o n.º 6 do artigo 93.º do Regulamento Tarifário.

O Quadro 4-107 apresenta as variáveis para o cálculo do ajustamento dos proveitos da atividade de AGS relativos ao ano de 2013, a repercutir em 2015.

São igualmente apresentados nas secções seguintes, os parâmetros usados para o cálculo dos proveitos permitidos da atividade de AGS para 2013.

O desvio de 2013 é decomposto pelas seguintes parcelas:

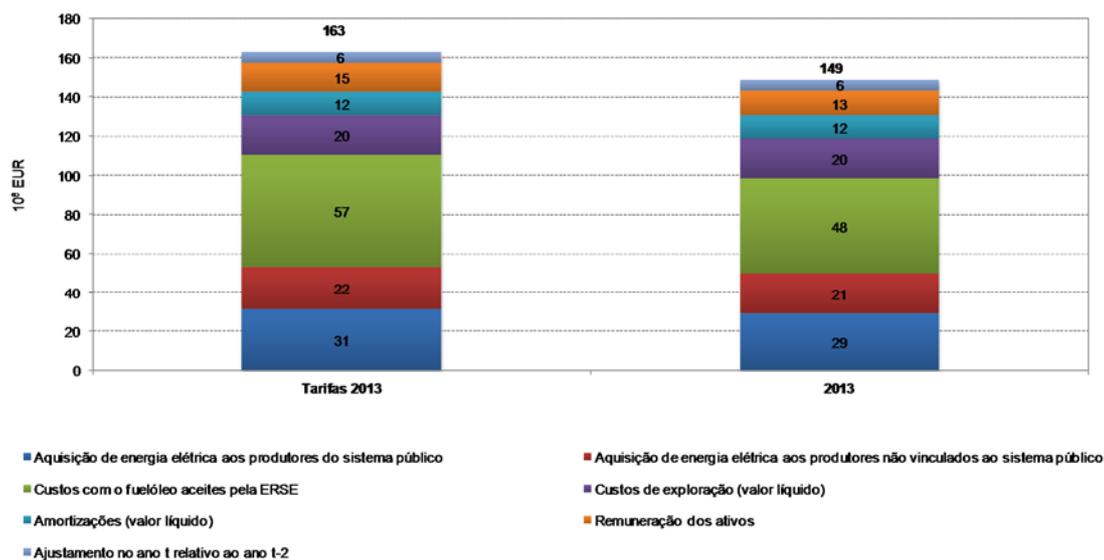
- -59 862 milhares de euros (linha 3), resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2013 por aplicação das tarifas no Continente (89 157 milhares de euros) (linha 2) e os proveitos a proporcionar em 2013, definidos em 2014 (149 019 milhares de euros) (linha1).
- +70 063 milhares de euros (linha 4) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de AGS.
- +87 mil euros (linha 6) referentes ao ajustamento resultante da convergência tarifária nacional.
- -2 570 milhares de euros (linha 11) relativos à anulação do acerto provisório do custo com capital considerado em t-1.

Quadro 4-107 - Cálculo do ajustamento na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema

		2013	Tarifas 2013	Diferença	
		10 ⁹ EUR	10 ⁹ EUR	10 ⁹ EUR	%
a	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos ativos participados	11 943	11 891	52	0,4%
b	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e participações	156 217	161 846	-5 629	-3,5%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (%)	8,06%	9,00%	-0,94 p.p.	
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	498	498	0	
e	Custos com a aquisição de energia elétrica ao SPM	29 065	31 209	-2 144	-6,9%
f	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica ao SIM	20 823	22 265	-1 442	-6,5%
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	13 470	0	0,0%
h	Custos anuais de exploração afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, aceites pela ERSE	0	0	0	#DIV/0!
i	Custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, aceites pela ERSE	2 847	1 248	1 600	128,2%
j	Custos com o fuelóleo aceites pela ERSE	48 454	56 819	-8 365	-14,7%
k	Outros custos com combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com fuelóleo, previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE	3 457	3 112	345	11,1%
l	Custos estimados para o ano t, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	351	2 590	-2 239	
m	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0	0	0	
n	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativo ao ano t-2	-5 516	-5 516	0	0,0%
1 = a + b/c + d + e + f + g + h + i + j + k + l + m - n	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	149 019	163 183	-14 164	-8,7%
2	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente	89 157			
3 = 2 - 1	Diferença entre Proveitos recuperados e Proveitos permitidos				
					-59 862
4	Compensação relativa ao sobrecurso de AGS				70 063
5	Custo da convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM				0
6	Ajustamento resultante da convergência tarifária nacional				87
7	Proveitos ou custos da gestão das licenças de emissão de CO2 e da partilha de benefícios obtidos com a sua otimização				0
8	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 2013, + 1,5 pp				2,036%
9	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2014, + 1,5 pp				1,995%
10 = [3 + 4 + 5 + 6 - 7] * [1+(8)/100] * [1+(9)/100]	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativo a t-2				10 707
11	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1, acrescido de juros				-2 570
12 = 10 - 11	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativo a t-2				8 137

Na figura infra é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS. A rubrica com maior peso no total dos proveitos permitidos, tanto em 2013 como em Tarifas de 2013, são os custos com o fuelóleo aceites pela ERSE, seguida dos custos com aquisição de energia.

Figura 4-36 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS



a) Custos com a aquisição de energia elétrica ao SPM

No Quadro 4-108 analisa-se a aquisição de energia elétrica efetuada a outros produtores do SPM em termos de quantidades, de custo e respetivo preço médio. O decréscimo do custo total da aquisição de energia elétrica a outros produtores do SPM resulta, sobretudo, do decréscimo do preço médio do fuelóleo face aos valores de tarifas para 2013.

Quadro 4-108 - Custos com a Aquisição de Energia Elétrica ao SPM

	2013	Tarifas 2013	Desvio (2013-Tarifas 2013)	
			Valor	%
Aquisição de Energia Elétrica ao SPM (MWh)	192 122	192 000	122	0,1%
Preço Médio (€/MWh)	151,3	162,5	-11	-6,9%
Custo Total (10³ EUR)	29 065	31 209	-2 144	-6,9%

b) Custos com aquisição de energia elétrica ao SIM

O infra apresenta os custos permitidos com a Aquisição de Energia Elétrica aos produtores não vinculados ao sistema público da RAM (SIM), comparando os valores verificados em 2013 com os aceites para tarifas para 2013.

Quadro 4-109 - Custos Permitidos com a Aquisição de Energia Elétrica ao SIM

	2013	Tarifas 2013	Desvio (2013-Tarifas 2013)	
			Valor	%
Aquisição de Energia Elétrica ao SIM (MWh)	145 151	155 796	-10 645	-6,8%
Preço Médio (€/MWh)	143,5	142,9	1	0,4%
Custo Total (10³ EUR)	20 823	22 265	-1 442	-6,5%

Globalmente assistiu-se a um decréscimo dos custos com a aquisição de energia elétrica ao SIM, de cerca de 7%, explicado pela diminuição das quantidades adquiridas, as quais estão sobretudo relacionadas com a energia proveniente de outras fontes em regime especial.

No Quadro 4-110 é analisada a aquisição de energia elétrica desagregando-a por tipo de produção em regime especial, comparando os valores verificados em 2013 com os valores das tarifas para 2013.

Quadro 4-110 - Aquisição de Energia Elétrica ao SIM

	2013					Tarifas 2013					Variação 2013/Tarifas 2013			
	MWh			10 ³ EUR	€/MWh	MWh			10 ³ EUR	€/MWh	MWh	10 ³ EUR	€/MWh	
	Madeira	Porto Santo	EEM			Madeira	Porto Santo	EEM						
Total de aquisições ao SIM	141 464	3 687	145 151	20 823	143,5	151 197	4 599	155 796	22 265	142,9	-6,8%	-6,5%	0,4%	
Térmica Fuel Gasóleo														
Hídrica	4 947	0	4 947	542	109,7	4 249	0	4 249	463	109,0	16,4%	17,2%	0,6%	
Eólica	81 709	590	82 298	7 150	86,9	88 644	1 081	89 725	7 757	86,4	-8,3%	-7,8%	0,5%	
Geotérmica														
Outros	54 809	3 097	57 906	13 130	226,8	58 304	3 518	61 822	14 045	227,2	-6,3%	-6,5%	-0,2%	
RSU	25 713	0	25 713	2 139	83,2	28 600	0	28 600	2 376	83,1	-10,1%	-10,0%	0,1%	
Fotovoltaica	24 902	2 557	27 459	9 113	331,9	25 500	3 400	28 900	9 485	328,2	-5,0%	-3,9%	1,1%	
Microprodução	4 194	540	4 734	1 878	396,7	4 204	118	4 322	2 184	505,3	9,5%	-14,0%	-21,5%	

c) Custos com os combustíveis

Os custos com a aquisição de combustíveis têm assumido um peso importante nos custos totais de produção de energia elétrica da EEM. Registe-se que, em 2013, a quase totalidade dos custos com combustíveis diz respeito a custos com fuelóleo, conforme já referido.

O quadro infra permite comparar os custos com os combustíveis consumidos previstos e verificados, bem como as quantidades consumidas previstas e verificadas e os respetivos preços médios.

Quadro 4-111 - Comparação entre os custos com os combustíveis em 2013 previstos e ocorridos

	Custo total (10 ³ EUR)				Quantidades (t ou kl)				Custo unitário (EUR/t ou EUR/kl)		
	Verificado	Previsto	Variação		Verificado	Previsto	Variação		Verificado	Previsto	Variação
	(1)	(2)	(1) - (2)	[(1) - (2)] / (2)	(1)	(2)	(1) - (2)	[(1) - (2)] / (2)	(3)	(4)	[(3) - (4)] / (4)
Fuelóleo	48 454	56 819	-8 365	-14,7%	94 528	94 786	-258	-0,3%	513	599	-14,5%
Gasóleo	2 036	1 358	678	49,9%	2 529	1 752	777	44,3%	805	775	3,9%
Óleo + Amónia + Biofuel	1 421	1 754	-333	-19,0%	1 865	2 455	-591	-24,1%	762	714	6,7%

d) Custos de referência para a aquisição de fuelóleo na RAM

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.

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.

Tal como referido, 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.

Pelos motivos anteriormente expostos, para os ajustamentos aos custos com aquisição de fuelóleo referentes ao ano de 2012, a ERSE reviu a margem de comercialização a aplicar, de acordo com o aditamento ao contrato de fornecimento de combustíveis, equivalente a 18 €/t, bem como tendo em conta o conhecimento adquirido ao longo dos últimos anos e a evolução histórica dos preços de referência do fuelóleo nos mercados primários. Deste modo, a ERSE aplicou 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 resulta de uma aplicação de 50/50 entre (i) a metodologia aplicada em 2010 e 2011: 50% do valor equivalente a 5% 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.

Importa ainda referir, no que respeitam aos custos de descarga e armazenamento, 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. Importa ainda referir que estes ativos têm mais de 20 anos de idade, pelo que se encontram totalmente amortizados.

O Quadro 4-112 apresenta os valores com fuelóleo aceites para a EEM no ajustamento aos custos de 2013.

Quadro 4-112 - Custos com o fuelóleo em 2013

	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) €/t	Consumo 2013 (t)	Custos eficientes de descarga e armazenamento €	Custos eficientes 2013 €	Custo real €	Custos não aceites €
Madeira	496,420	88 781	1 490 633	45 563 333	45 670 496	-107 164
Porto Santo	496,420	5 747	37 356	2 890 284	3 059 441	-169 158
		94 528	1 527 988	48 453 616	48 729 938	-276 322

e) Outros custos líquidos de proveitos

Os custos relativos à frota automóvel aceites para cálculo dos proveitos permitidos ascenderam a 113 mil euros.

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

Deste modo, foram aceites i) 292 mil euros relativos às licenças adquiridas pela EEM no decurso de 2013⁶⁴, correspondentes a 100 mil licenças valorizadas a 2,92 EUR/t; e ii) 22 mil euros decorrentes dos custos incorridos pela empresa com comissões de gestão e emissão das referidas licenças.

Foram ainda deduzidos 73 mil euros relativos a compensações recebidas de Produtores em Regime Especial, à luz do Decreto-Lei n.º 5/2013, de 28 de Fevereiro.

⁶⁴ Importa referir que não se considerou qualquer remuneração afeta às licenças de CO₂ adquiridas.

f) Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar

O quadro infra apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de AGS.

Quadro 4-113 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

Unidade: 10³ EUR

	2013 (1)	Tarifas 2013 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
Investimento a custos técnicos	2 607	45 500	-94,3%
Ativo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	434 133	435 132	
Investimento Direto	852	2 591	
Transferências para Exploração	448	9 650	
Reclassificações, alienações e abates	-136	0	
Saldo Final (2)	435 296	447 374	-2,7%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	253 581	253 646	
Amortizações do Exercício	13 792	13 793	
Regularizações	-136	0	
Saldo Final (4)	267 237	267 439	-0,1%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	19 013	19 029	
Comparticipações do ano	0	1 572	
Amortização do ano	1 849	1 902	
Saldo Final (6)	17 164	18 700	-8,2%
Ativo líquido a remunerar			
Valor de 2011 (7) = (1) - (3) - (5)	161 539	162 457	-0,6%
Valor de 2012 (8) = (2) - (4) - (6)	150 895	161 235	-6,4%
Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	156 217	161 846	-3,5%

O desvio verificado entre o investimento previsto em tarifas e o efetivamente realizado em 2013 decorreu das restrições financeiras da EEM em resultado da conjuntura económico-financeira que se atravessa, o que obrigou a empresa a reavaliar os seus planos de investimento e a adiar alguns projetos que já estavam considerados no Plano de Investimentos.

g) Taxa de remuneração do custo de capital

No atual período de regulação, o custo de capital resultou das *yields* das Obrigações do Tesouro a 5 anos dos cinco principais países da Zona Euro cotados com AAA⁶⁵, fixado para o período de regulação, acrescido de um majorante que internaliza o prémio de risco de mercado. Este majorante usa como base de indexação a cotação média dos CDS⁶⁶ da República Portuguesa a 5 anos, calculada nos 12 meses terminados no mês de setembro anterior ao ano a que diz respeito as tarifas. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2013 foi de 9,00% para remunerar os ativos. Devido à evolução das cotações médias dos CDS da República Portuguesa em 2013 a taxa de remuneração final para o ano de 2013 corresponde a 8,06% tal como mencionado no documento “Proveitos permitidos das empresas reguladas do setor elétrico em 2014”, publicado pela ERSE.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2013, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2014, no montante de 2 571 milhares de euros (valor com juros), foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2013.

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2014

Os proveitos permitidos de 2015 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2014, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2014. O valor total a devolver ao sistema, que decorre, em parte, da revisão em baixa das taxas de remuneração, é de cerca de 5 milhões de euros. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2015 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 4-114.

⁶⁵ Foram considerados os seguintes países: Alemanha, Áustria, Finlândia, Holanda e França.

⁶⁶ *Credit Default Swaps*.

Quadro 4-114 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS

Unid: 10³ EUR

AGS		Ajust t-1 para considerar em proveitos		
		Tarifas 2014	2014 em 2014	Tarifas 2015
1	Amortização dos ativos fixos	11 457	8 729	
2	Valor médio dos ativos fixos	152 611	147 872	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	9,00%	7,76%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à AGS	25 192	20 203	
B=A (T2014) - A (2014 em 2014)	Ajustamento sem juros			-4 989
C	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2014 acrescida de 1,5 pontos percentuais			1,995%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			-5 089

4.6.2 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o novo período regulatório 2015-2017 não implicaram alterações da metodologia de definição dos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica. Contudo, procurou-se melhorar a regulação por incentivos no OPEX, através da revisão das bases de custo, bem como da definição de metas eficiência mais adequadas face ao desempenho da empresa nos períodos regulatórios anteriores.

A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar à atividade de Distribuição de Energia Elétrica encontra-se no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, que acompanha o documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de 2015-2017”.

4.6.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS

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 113º do Regulamento Tarifário. O quadro infra apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2015, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2014.

Quadro 4-115 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM

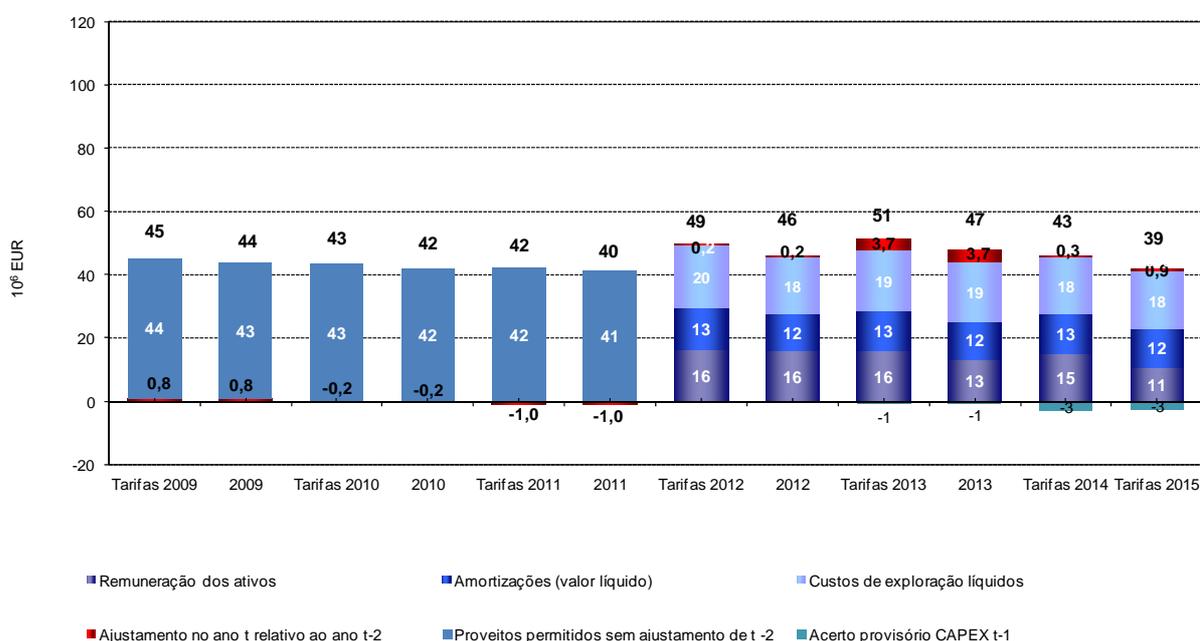
		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2014	Tarifas 2015	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
1	Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT [(a) + (b) x (c) + (d)]	15 987	13 213	-17,4%
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos participados	7 698	7 781	1,1%
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações	111 366	108 656	-2,4%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	9,50%	6,75%	-2,75 p.p.
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	-2 291	-1 902	-17,0%
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)]	4 808	4 851	0,9%
e	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 251	2 426	7,8%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 557	2 426	-5,1%
f	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT (10 ³ EUR/kWh)	0,006233	0,006239	0,1%
g	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão MT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	193 824	194 391	0,3%
h	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT (10 ³ EUR/cliente)	4,51127	4,00648	-11,2%
i	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	299	303	1,3%
3	Custos previstos para o ano t-1, em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	160	0	-100,0%
4	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	-46	297	-748,7%
5 = 1 + 2 + 3 - 4	Proveitos Permitidos em MT	21 001	17 767	-15,4%
6	Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT [(j) + (k) x (l) + (m)]	8 491	6 993	-17,6%
j	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados	4 803	4 620	-3,8%
k	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações	47 490	47 008	-1,0%
l	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	9,50%	6,75%	-2,75 p.p.
m	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	-823	-800	-2,8%
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)]	12 582	13 158	4,6%
n	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 487	6 579	1,4%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 095	6 579	7,9%
o	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (10 ³ EUR/kWh)	0,004815	0,005526	14,8%
p	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão BT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	596 747	595 267	-0,2%
q	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (10 ³ EUR/cliente)	0,023572	0,024139	2,4%
r	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	136 683	136 267	-0,3%
8	Custos previstos para o ano t-1, em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	477	0	-100,0%
9	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	-255	-1 201	370,7%
10 = 6 + 7 + 8 - 9	Proveitos Permitidos em BT	21 805	21 351	-2,1%
11 = 5 + 10	Proveitos Permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	42 806	39 118	-8,6%
12	Energia Distribuída (MWh)	790 571	789 658	-0,1%
13 = (11 + 4 + 9) / 12	Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)	53,8	48,4	-10,0%

A análise do quadro evidencia um decréscimo do nível dos proveitos permitidos de 2015 face aos valores aceites das tarifas para 2014, de cerca de 8,6%. Excluindo o ajustamento relativo a t-2, o nível dos proveitos permitidos para igual período apresenta uma quebra de cerca de 10%.

Relativamente aos valores do OPEX e conforme apresentado no documento de “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, foram fixadas novas bases de custo, por cada nível de tensão, bem como novos fatores de eficiência a aplicar nos anos 2016 e 2017.

Na Figura 4-37 é evidenciada a desagregação dos proveitos permitidos de 2009 a 2015, aceites pela ERSE, para cálculo de tarifas e de ajustamentos. A comparação entre o valor do ano de 2013 aceite pela ERSE e o valor das tarifas de 2013 é efetuada em detalhe no capítulo seguinte.

Figura 4-37 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM



Refira-se que só é possível apresentar a desagregação entre OPEX e CAPEX a partir de 2012, na medida em que no período regulatório anterior a esta data era aplicado um price-cap ao TOTEX.

4.6.2.2 AJUSTAMENTOS

AJUSTAMENTO DE 2013

O ajustamento da atividade de Distribuição de Energia Elétrica é calculado de acordo com o n.º 4 do artigo 9.º do Regulamento Tarifário.

No Quadro 4-116 apresentam-se os parâmetros utilizados para o cálculo dos proveitos permitidos de 2013 (“Tarifas 2013”), bem como os parâmetros dos proveitos recalculados em 2013 (“2013”), por nível

de tensão. O ajustamento de 2013 da atividade de DEE a repercutir nos proveitos permitidos de 2015 é de -904 mil euros⁶⁷ resultante de um ajustamento em MT de +297 milhares de euros e em BT de -1 201 mil euros.

O desvio de 2013 é decomposto pelas seguintes parcelas:

- -17 218 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2013 por aplicação das tarifas no Continente no total de 29 639 milhares de euros (2 680 milhares de euros em MT (linha 6) e 26 959 milhares de euros em BT (linha 19)) e os proveitos a proporcionar em 2013, definidos em 2014, no total de 46 857 milhares de euros (22 637 milhares de euros em MT (linha 5) e 24 220 milhares de euros em BT (linha 18)).
- +19 400 milhares de euros (22 487 milhares de euros em MT (linha 7) e -3 087 mil euros em BT (linha 20)) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de DEE.
- -3 177 mil euros (-2 337 mil euros em MT (linha 12) e -840 mil euros em BT (linha 25)) relativos à anulação do acerto provisório do custo com capital considerado em t-1.

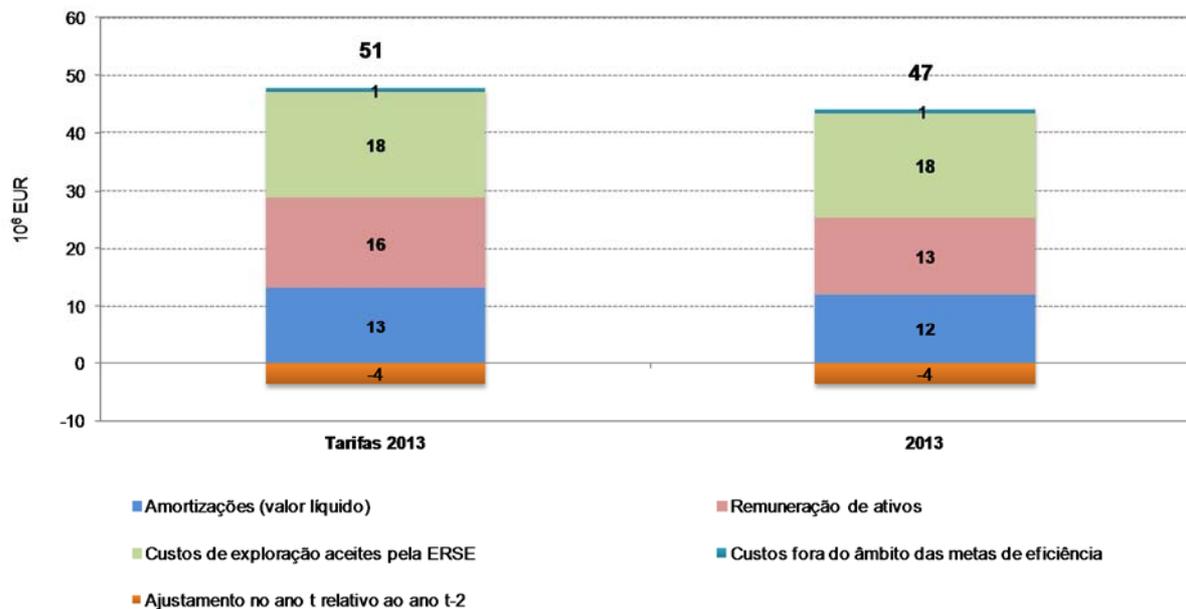
⁶⁷ Um ajustamento negativo significa um montante a recuperar pela empresa.

Quadro 4-116 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica

		2013	Tariffas 2013	Diferença 2013 - Tariffas 2013	
		10 ⁹ EUR	10 ⁹ EUR	10 ⁹ EUR	%
1	Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT [(a) + (b) x (c)]	15 995	19 069	-3 074	-16,1%
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos participados	7 290	8 017	-727	-9,1%
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações	108 284	116 337	-8 053	-6,9%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	8,56%	9,50%	-0,94 p.p.	
	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	-568	-568		
2	Custos de exploração afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em MT, aceites pela ERSE [(d) + (e) * (f) + (g) * (h)]	5 022	4 930	91	1,8%
d	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 351	2 351	0	0,0%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 670	2 579	91	3,5%
e	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, em Euros por kWh	0,006510	0,006510	0	0,0%
f	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão MT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	191 080	183 999	7 081	3,8%
g	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, em Euros por cliente	4,712133	4,712133	0	0,0%
h	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	303	293	10	3,3%
3	Custos previstos para o ano t-1, em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	153	155	-2	-1,6%
4	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	-1 467	-1 464	-3	0,2%
5 = 1 + 2 + 3 - 4	Proveitos Permitidos em MT	22 637	25 051	-2 415	-9,6%
6	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em MT	2 680			
7	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em MT	22 487			
8	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM imputáveis à atividade de DEE, em MT	0			
9	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 2013, + 1,5 pp	2,036%			
10	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2014, + 1,5 pp	1,995%			
11 = (6 - 5 + 7 + 8) * [1+(9)/100] + [1+(10)/100]	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em MT	2 634			
12	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	-2 337			
13 = 11 - 12	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em MT	297			
14	Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT [(i) + (j) x (k)]	8 498	9 729	-1 231	-12,7%
i	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados	4 852	5 123	-271	-5,3%
j	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações	45 781	48 488	-2 706	-5,6%
k	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	8,56%	9,50%	-0,94 p.p.	
	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	-274	-274		
15	Custos de exploração afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em BT, aceites pela ERSE [(l) + (m) * (n) + (o) * (p)]	13 073	13 347	-273	-2,0%
l	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 776	6 776	0	0,0%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 298	6 571	-273	-4,2%
m	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, em Euros por kWh	0,005029	0,005029	0	0,0%
n	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão BT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	585 126	631 678	-46 552	-7,4%
o	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, em Euros por cliente	0,024622	0,024622	0	0,0%
p	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	136 267	137 850	-1 583	-1,1%
16	Custos previstos para o ano t-1, em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	460	495	-35	-7,0%
17	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	-2 188	-2 190	1	-0,1%
18 = 14 + 15 + 16 - 17	Proveitos Permitidos em BT	24 220	25 487	-1 267	-5,0%
19	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em BT	26 959			
20	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em BT	-3 087			
21	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM imputáveis à atividade de DEE, em BT	0			
22	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 2013, + 1,5 pp	2,036%			
23	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2014, + 1,5 pp	1,995%			
24 = (19 - 18 + 20 + 21) * [1+(22)/100] + [1+(23)/100]	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em BT	-361			
25	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	-840			
26 = 24 - 25	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em BT	-1 201			
27 = 13 + 26	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2	-904			

Na figura infra é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE.

Figura 4-38- Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE



a) Energia entregue pela rede de distribuição

O Quadro 4-117 apresenta os valores de energia prevista entregar em MT e em BT, considerada no cálculo de tarifas para 2013 e os valores de energia ocorrida, tanto em MT como em BT.

Quadro 4-117 - Energia entregue pelas redes de distribuição

	2013	Tarifas 2013	Desvio (2013-Tarifas 2013)	
			kWh	%
Fornecimentos MT	191 079 745	183 998 596	7 081 149	3,8%
Fornecimentos BT	585 125 817	631 677 524	-46 551 707	-7,4%

b) Outros custos

Os custos relativos à frota automóvel aceites para cálculo dos proveitos permitidos ascenderam a 613 mil euros.

c) Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar

O Quadro 4-118 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de DEE. De salientar que desde o período de regulação 2012-2014, inclusive, o CAPEX deixou de estar incluído no âmbito do *price-cap*, passando para uma metodologia de custos aceites em base anual.

Quadro 4-118 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

	Unidade: 10 ³ EUR		
	2013 (1)	Tarifas 2013 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
Investimento a custos técnicos	9 269	14 590	-36,5%
Activo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	345 248	353 593	
Investimento Directo	5 232	2 093	
Transferências para Exploração	9 391	19 367	
Reclassificações, alienações e abates	0	0	
Saldo Final (2)	359 871	375 053	-4,0%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	183 217	183 722	
Amortizações do Exercício	12 903	13 902	
Regularizações	0	0	
Saldo Final (4)	196 120	197 624	-0,8%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	9 205	9 205	
Comparticipações do ano	0	0	
Amortização do ano	761	762	
Saldo Final (6)	8 444	8 444	0,0%
Activo líquido a remunerar			
Valor de 2011 (7) = (1) - (3) - (5)	152 825	160 665	-4,9%
Valor de 2012 (8) = (2) - (4) - (6)	155 306	168 985	-8,1%
Activo líquido médio⁽¹⁾ (9) = [(7) + (8)]/2	154 066	164 825	-6,5%

Conforme se verifica pelo quadro anterior, o investimento realizado em 2013 na atividade de distribuição foi inferior ao previsto em tarifas em cerca de 37%. Esta situação decorreu das restrições financeiras da EEM em resultado da conjuntura económico-financeira que se atravessa, o que obrigou a empresa a reavaliar os seus planos de investimento e a adiar alguns projetos que já estavam considerados no Plano de Investimentos.

d) Taxa de remuneração do custo de capital

No atual período de regulação, o custo de capital resultou das *yields* das Obrigações do Tesouro de a 5 anos dos cinco principais países da Zona Euro cotados com AAA⁶⁸, fixada para o período de regulação, acrescido de um majorante que internaliza o prémio de risco de mercado. Este majorante usa como base de indexação a cotação média dos CDS⁶⁹ da República Portuguesa a 5 anos, calculada nos 12 meses terminados no mês de setembro anterior ao ano a que diz respeito as tarifas. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2013 foi de 9,50% para remunerar os ativos. Devido à evolução das cotações médias dos CDS da República Portuguesa em 2013 a taxa de remuneração final para o ano de 2013 corresponde a 8,56%, tal como mencionado no documento “Proveitos permitidos das empresas reguladas do setor elétrico em 2014”, publicado pela ERSE.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2013, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2014, no montante de -3 177 milhares de euros com juros, foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2013.

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2014

Os proveitos permitidos de 2015 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2014, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2014. O valor total a devolver ao sistema, que decorre, em parte, da revisão em baixa das taxas de remuneração é de cerca de 2,7 milhões de euros Assim, o valor incluído nas tarifas de 2015 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 4-119.

⁶⁸ Foram considerados os seguintes países: Alemanha, Áustria, Finlândia, Holanda e França.

⁶⁹ *Credit Default Swaps*.

Quadro 4-119 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE

Unid: 10³ EUR

DEE		Ajust t-1 para considerar em proveitos	
		Tarifas 2014	2014 em 2014
		Tarifas 2015	
MT			
1	Amortização dos ativos fixos	7 698	7 493
2	Valor médio dos ativos fixos	111 366	107 996
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	9,50%	8,26%
A=1+2*3	Custo com capital afecto à DEE	18 278	16 413
B=A (T2014) - A (2014 em 2014)	Ajustamento sem juros		-1 865
C	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2014 acrescida de 1,5 pontos percentuais		1,995%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros		-1 902
BT			
1	Amortização dos ativos fixos	4 803	4 687
2	Valor médio dos ativos fixos	47 490	46 528
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	9,50%	8,26%
A=1+2*3	Custo com capital afecto à DEE	9 314	8 530
B=A (T2014) - A (2014 em 2014)	Ajustamento sem juros		-784
C	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2014 acrescida de 1,5 pontos percentuais		1,995%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros		-800

4.6.3 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A atividade de Comercialização de Energia Elétrica tem sido regulada com base em incentivos ao nível do OPEX, acrescida do CAPEX regulado por custos aceites em base anual.

Para o presente período regulatório procurou-se melhorar a regulação por incentivos no OPEX, nomeadamente através do alinhamento dos valores aceites pela ERSE com os custos de referência definidos para a atividade comercialização de energia elétrica, tendo-se procedido à revisão das bases de custo, bem como à definição de metas eficiência mais adequadas face ao desempenho da Empresa nos períodos regulatórios anteriores.

Adicionalmente, dadas as particularidades da atividade de comercialização, consubstanciadas, entre outros, na dificuldade de gestão do fundo de maneo das empresas; no desfasamento existente entre o PMR e o PMP e na gestão dos clientes de cobrança duvidosa, o regulamento tarifário passa a prever a possibilidade de inclusão de uma componente de custos não controláveis. Pese embora seja reconhecida a importância desta parcela de custo, a mesma deverá ser analisada e calculada numa base anual, casuisticamente, devendo apenas ser considerada quando justificável.

A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar à atividade de Comercialização de Energia Elétrica encontra-se no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, que acompanha o documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de 2015-2017”.

4.6.3.1 PROVEITOS PERMITIDOS

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 114º do Regulamento Tarifário.

O quadro infra apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2015, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2014.

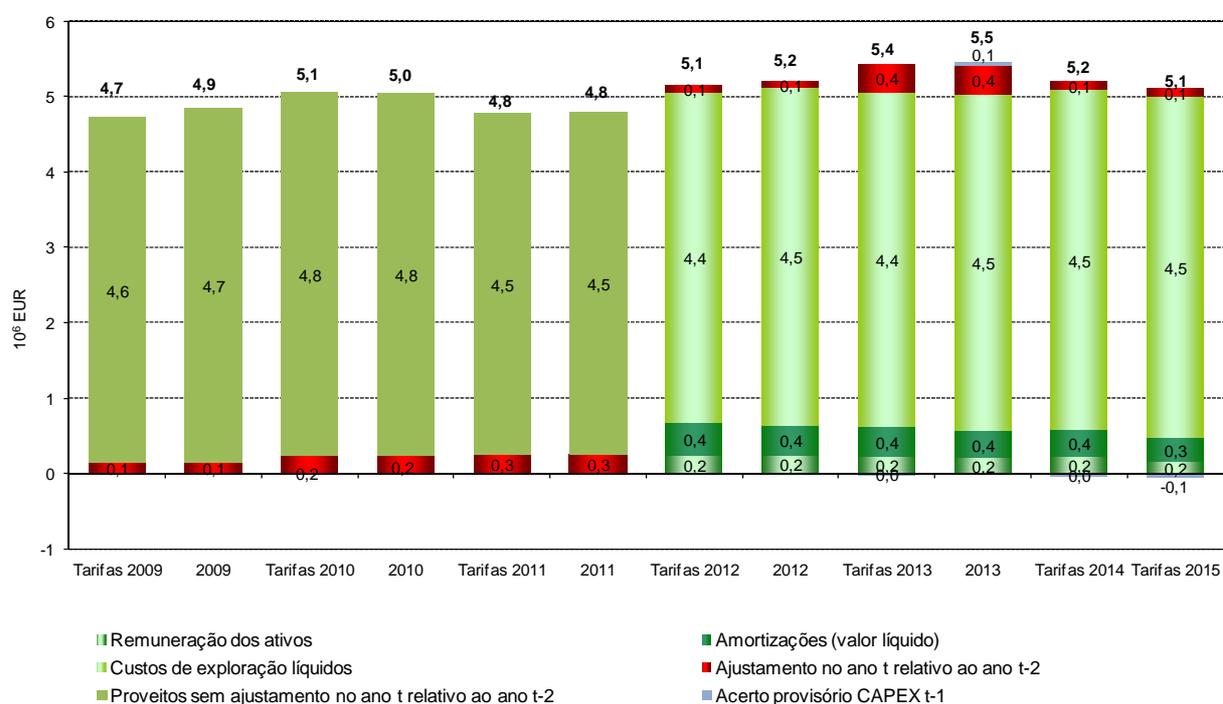
Quadro 4-120 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2014	Tarifas 2015	Variação (%)
		(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)]	54	42	-23,3%
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	36	32	-10,9%
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e comparticipações	234	223	-4,8%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	9,50%	6,75%	-2,75 p.p.
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em MT relativo ao ano t-1	-4	-5	41,9%
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)]	465	452	-2,8%
e	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	212	226	6,8%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	254	226	-10,9%
f	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT (10 ³ EUR/cliente)	0,848	0,747	-12,0%
g	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	299	303	1,3%
3	Custos previstos em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	24	0	-100,0%
4	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em MT relativos ao ano t-2	-15	-15	-3,8%
5 = 1 + 2 + 3 - 4	Proveitos permitidos em MT	559	508	-9,0%
6	Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT [(h) + (i) x (j) + (k)]	489	375	-23,3%
h	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	322	287	-10,9%
i	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e comparticipações	2 105	2 003	-4,8%
j	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	9,50%	6,75%	-2,75 p.p.
k	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em BT relativo ao ano t-1	-34	-48	41,9%
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)]	3 798	4 079	7,4%
l	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	1 905	2 039	7,1%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	1 892	2 039	7,8%
m	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT (10 ³ EUR/cliente)	0,0138	0,0150	8,1%
n	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	136 683	136 267	-0,3%
8	Custos previstos em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	220	0	-100,0%
9	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em BT relativos ao ano t-2	-92	-92	0,2%
10 = 6 + 7 + 8 - 9	Proveitos permitidos em BT	4 598	4 545	-1,1%
11 = 5 + 10	Proveitos Permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 157	5 054	-2,0%
12 = (11 + 4 + 9) / (g + n)	Proveitos permitidos por cliente (exclui o ajustamento de t-2) (€/cliente)	36,9	36,2	-1,7%

Pela análise do quadro verifica-se um decréscimo do nível dos proveitos permitidos para 2015 de 1,7%, face aos valores aceites nas tarifas para 2014.

A figura infra evidencia a desagregação dos proveitos permitidos de 2009 a 2015, aceites pela ERSE, para cálculo de tarifas e de ajustamentos. 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 4-39 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM



4.6.3.2 AJUSTAMENTOS

AJUSTAMENTOS DE 2013

O ajustamento da atividade de Comercialização de Energia Elétrica é calculado de acordo com o n.º 4 do artigo 96.º do Regulamento Tarifário.

O quadro infra apresenta o ajustamento dos proveitos da atividade de CEE em 2013, apurado por nível de tensão. Em MT, é apurado um ajustamento de -15 mil euros e em BT de -92 mil euros, perfazendo

um ajustamento de -107 mil euros⁷⁰ na atividade de CEE. No quadro são comparados os valores verificados em 2013 (“2013”) com os valores estimados em 2011 no cálculo das tarifas de 2013 (“Tarifas 2013”), por nível de tensão.

O desvio de 2013, sem juros é decomposto pelas seguintes parcelas:

- -3 056 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2013 por aplicação das tarifas no Continente no total de 1 938 milhares de euros (69 mil euros em MT (linha 7) e 1 869 milhares de euros em BT (linha 21) e os proveitos a proporcionar em 2013, definidos em 2014 no total de 5 388 milhares de euros (616 mil euros em MT (linha 6) e 4 772 milhares de euros em BT (linha 20)).
- +3 385 milhares de euros (537 mil euros em MT (linha 8) e 2 848 milhares de euros em BT (linha 22)) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de CEE.
- -38 mil euros, valor sem juros, (-4 euros em MT (linha 13) e -35 mil euros em BT (linha 27)) relativos à anulação do acerto provisório do custo com capital considerado em t-1.

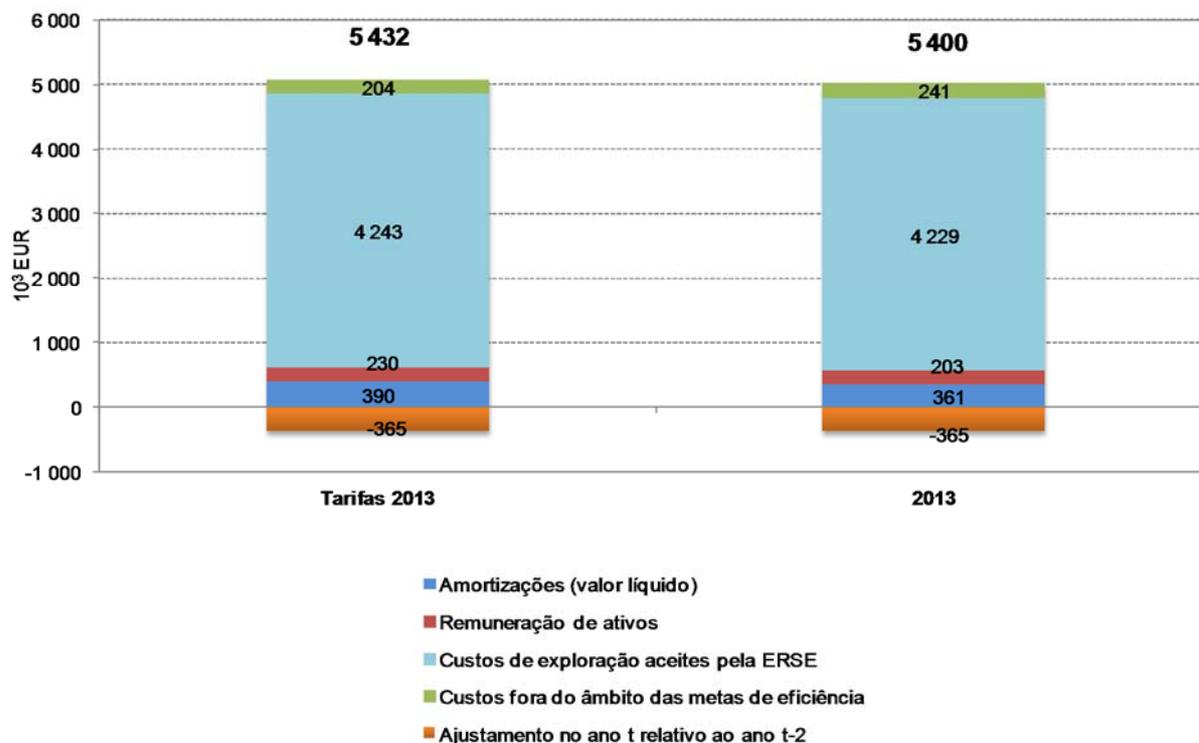
⁷⁰ Um ajustamento negativo significa um montante a recuperar pela empresa.

Quadro 4-121 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização de Energia Elétrica

		2013	Tarifas 2013	Diferença 2013 - Tarifas 2013	
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
1	Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT [(a) + (b) x (c)]	55	61	-6	-9,2%
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos participados	36	39	-3	-7,3%
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações	237	242	-5	-2,2%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	8,56%	9,50%	-0,94 p.p.	
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em MT relativo ao ano t-1	-1	-1		
2	Custos de exploração afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em MT, aceites pela ERSE [(d) + (e) + (f)]	465	457	8	1,8%
d	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em MT	210	210	0	0,0%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em MT	255	247	8	3,3%
e	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em MT, em Euros por cliente	0,84228	0,84228	0	0,0%
f	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	303	293	10	3,3%
3	Custos previstos em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	24	20	4	18,2%
5	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em MT relativos ao ano t-2	-71	-71	0	0,0%
6 = 1+2+3+4-5	Proveitos Permitidos em MT	616	609	6	1,0%
7	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em MT	69			
8	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em MT	537			
9	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM imputáveis à atividade de CEE, em MT	0			
10	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 2013, + 1,5 pp	2,036%			
11	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2014, + 1,5 pp	1,995%			
12 = (7 - 6 + 8 + 9) * [1+(10)/100] [1+(11)/100]	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE em MT, relativo ao ano de t-2	-11			
13	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em MT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	-4			
14 = 12 - 13	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE em MT, relativo ao ano de t-2	-15			
15	Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT [(g) + (h) x (i)]	497	547	-50	-9,2%
g	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados	325	351	-26	-7,3%
h	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações	2 130	2 179	-49	-2,2%
i	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	8,56%	9,50%	-0,94 p.p.	
	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em BT relativo ao ano t-1	-11	-11		
16	Custos de exploração afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em BT, aceites pela ERSE [(j) + (k) + (l)]	3 764	3 786	-22	-0,6%
j	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BT	1 891	1 891	0	0,0%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BT, em Euros por cliente	1 873	1 895	-22	-1,1%
k	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BT, em Euros por cliente	0,013744	0,013744	0	0,0%
l	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	136 267	137 850	-1 583	-1,1%
17	Custos previstos em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	217	184	33	18,2%
19	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em BT relativos ao ano t-2	-294	-294	0	0,0%
20	Proveitos Permitidos em BT	4 772	4 810	-38	-0,8%
21	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em BT	1 869			
22	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em BT	2 848			
23	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM imputáveis à atividade de CEE, em BT	0			
24	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 2013, + 1,5 pp	2,036%			
25	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2014, + 1,5 pp	1,995%			
26 = (21 - 20 + 22 + 23) * [1+(24)/100] [1+(25)/100]	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE em BT, relativo ao ano de t-2	-57			
27	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em BT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	-35			
28 = 26 - 27	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE em BT, relativo ao ano de t-2	-92			
29 = 14 + 28	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE, relativo ao ano de t-2	-107			

Na Figura 4-40 é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade de CEE.

Figura 4-40 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de CEE



a) Número médio de clientes

O quadro infra apresenta o número médio de clientes, considerado no cálculo de tarifas para 2013 e o verificado, tanto em MT como em BT.

Quadro 4-122 - Número médio de clientes

	2013	Tarifas 2013	Desvio (2013-Tarifas 2013)	
			Número	%
Cientes MT	303	293	10	3,3%
Cientes BT	136 267	137 850	-1 583	-1,1%
TOTAL	136 570	138 143	-1 573	-1,1%

b) Taxa de remuneração do custo de capital

No atual período de regulação, o custo de capital resultou das *yields* das Obrigações do Tesouro a 5 anos dos cinco principais países da Zona Euro cotados com AAA⁷¹, fixado para o período de regulação, acrescido de um majorante que internaliza o prémio de risco de mercado. Este majorante usa como base de indexação a cotação média dos CDS⁷² da República Portuguesa a 5 anos, calculada nos 12 meses terminados no mês de setembro anterior ao ano a que diz respeito as tarifas. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2013 foi de 9,50% para remunerar os ativos. Devido à evolução das cotações médias dos CDS da República Portuguesa em 2013 a taxa de remuneração final para o ano de 2013 corresponde a 8,56% tal como mencionado no documento “Proveitos permitidos das empresas reguladas do setor elétrico em 2014”, publicado pela ERSE.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2013, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2014, no montante de -39 milhares de euros, foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2013.

c) Outros custos

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 2013 foram registados cerca de 209 881 contactos, com um custo unitário de €1,15 por contacto, perfazendo um custo total de 241 mil euros, sendo alocado 10% destes custos ao nível de tensão MT e 90% destes a BT.

⁷¹ Foram considerados os seguintes países: Alemanha, Áustria, Finlândia, Holanda e França.

⁷² *Credit Default Swaps*.

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2014

Os proveitos permitidos de 2015 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2014, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2014. O valor total a devolver ao sistema, que decorre, em parte, da revisão em baixa das taxas de remuneração, é de cerca de 53 milhares de euros, Assim, o valor incluído nas tarifas de 2015 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 4-123.

Quadro 4-123 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE

Unid: 10³ EUR

CEE		Ajust t-1 para considerar em proveitos		
		Tarifas 2014	2014 em 2014	Tarifas 2015
MT				
1	Amortização dos ativos fixos	36	34	
2	Valor médio dos ativos fixos	234	231	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	9,50%	8,26%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à CEE	58	53	
B=A (T2014) - A (2014 em 2014)	Ajustamento sem juros			-5
C	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2014 acrescida de 1,5 pontos percentuais			1,995%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			-5
BT				
1	Amortização dos ativos fixos	322	304	
2	Valor médio dos ativos fixos	2 105	2 077	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	9,50%	8,26%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à CEE	522	475	
B=A (T2014) - A (2014 em 2014)	Ajustamento sem juros			-47
C	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2014 acrescida de 1,5 pontos percentuais			1,995%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			-48

4.6.4 PROVEITOS PERMITIDOS À EEM PARA 2015

O nível de proveitos definidos para cada atividade regulada da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM para 2015 é apresentado no Quadro 4-124. É igualmente apresentado o nível de proveitos resultante do processo de cálculo das tarifas para 2014.

Quadro 4-124 - Proveitos permitidos da EEM

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2104	Tarifas 2015	Variação (%)
	(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	154 236	122 774	-20,4%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	42 806	39 118	-8,6%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 157	5 054	-2,0%
Proveitos permitidos da EEM	202 198	166 946	-17,4%

Os proveitos permitidos da EEM para 2015 apresentam um decréscimo na ordem dos 17% face aos valores de 2014. 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 2014 também justifica a evolução global dos proveitos permitidos da EEM.

Excluindo o efeito do ajustamento de t-2 (cerca de 7 milhões a devolver à tarifa), os proveitos permitidos da EEM apresentam um decréscimo de 7% (quadro infra). Excluindo o efeito do ajustamento, a atividade de AGS apresenta um decréscimo na ordem dos 6,3%, e as atividades de DEE e de CEE decrescem 10,1% e 2,0% respetivamente, entre os valores de Tarifas 2014 e 2015.

Quadro 4-125 - Proveitos permitidos da EEM, excluindo o ajustamento de t-2

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2104	Tarifas 2015	Variação (%)
	(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	139 753	130 911	-6,3%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	42 505	38 214	-10,1%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 050	4 947	-2,0%
Proveitos permitidos da EEM (exclui ajustamento de t-2)	187 307	174 072	-7,1%

O Quadro 4-126 sintetiza a informação por atividade regulada, permitindo analisar o efeito global dos ajustamentos de t-2 e t-1, nomeadamente comparar os valores dos proveitos permitidos fixados em tarifas 2013, com os proveitos recuperados em 2013 por aplicação das tarifas em vigor no Continente em 2013 e com os proveitos de 2013 baseados em valores reais. Adicionalmente, apresentam-se as restantes rubricas necessárias ao cálculo do ajustamento a repercutir em 2015.

O ajustamento a recuperar pela EEM em 2015 relativamente aos anos de 2013 e 2014, atualizado para 2015, aplicando-se as taxas EURIBOR a 12 meses média, determinada em valores diários de 2013, acrescida de um *spread* de 1,5 p.p. e EURIBOR a 12 meses média, determinada em valores diários

verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano 2014, acrescida de *spread* de 1,5 p.p., será de 7⁷³ milhões de euros.

⁷³ Um ajustamento positivo significa um montante a devolver pela empresa.

Quadro 4-126 - Proveitos permitidos em 2013

Unidade: 10⁶ EUR

	Proveitos a proporcionar em 2013, definidos em 2012 (Tarifas 2013)	Proveitos recuperados em 2013 por aplicação das tarifas do Continente	Proveitos a proporcionar em 2013, definidos em 2014	Convergência Tarifária de 2013	Valor a recuperar pelas tarifas da RAM	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	Proveitos ou custos da gestão das licenças de emissão de CO ₂ e da partilha de benefícios	Desvio	Ajustamento a repercutir em 2015	Anulação do desvio de custo com capital de t-1	Anulação do desvio de custo com capital de t-1, atualizado para 2015	Ajustamento a repercutir em 2015, corrigido do desvio do custo com capital
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8) = (2) - (3) + (4) + (5) + (6) - (7)	(9) = (8) * (1+spread)/(1++spread)	(10)	(11) = (10) * (1++spread)/(1++spread)	(12) = (9) - (11)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS)	163 183	89 157	149 019	70 063	0	87	0	10 288	10 707	-2 520	-2 570	8 137
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	50 538	29 639	46 857	19 400	0			2 183	2 272	-3 114	-3 176	-904
Comercialização de Energia Elétrica (CEE)	5 420	1 937	5 388	3 385	0			-66	-68	-38	-38	-107
Proveitos permitidos à EEM	219 141	120 734	201 264	92 849	0	87	0	12 406	12 911	-5 671	-5 785	7 126

4.6.5 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

No Quadro 4-127 é apresentado o sobrecusto por atividade da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM para 2014 e 2015. É também apresentado o valor do custo com a convergência tarifária, para igual período.

Quadro 4-127 - Custo com a convergência tarifária na RAM

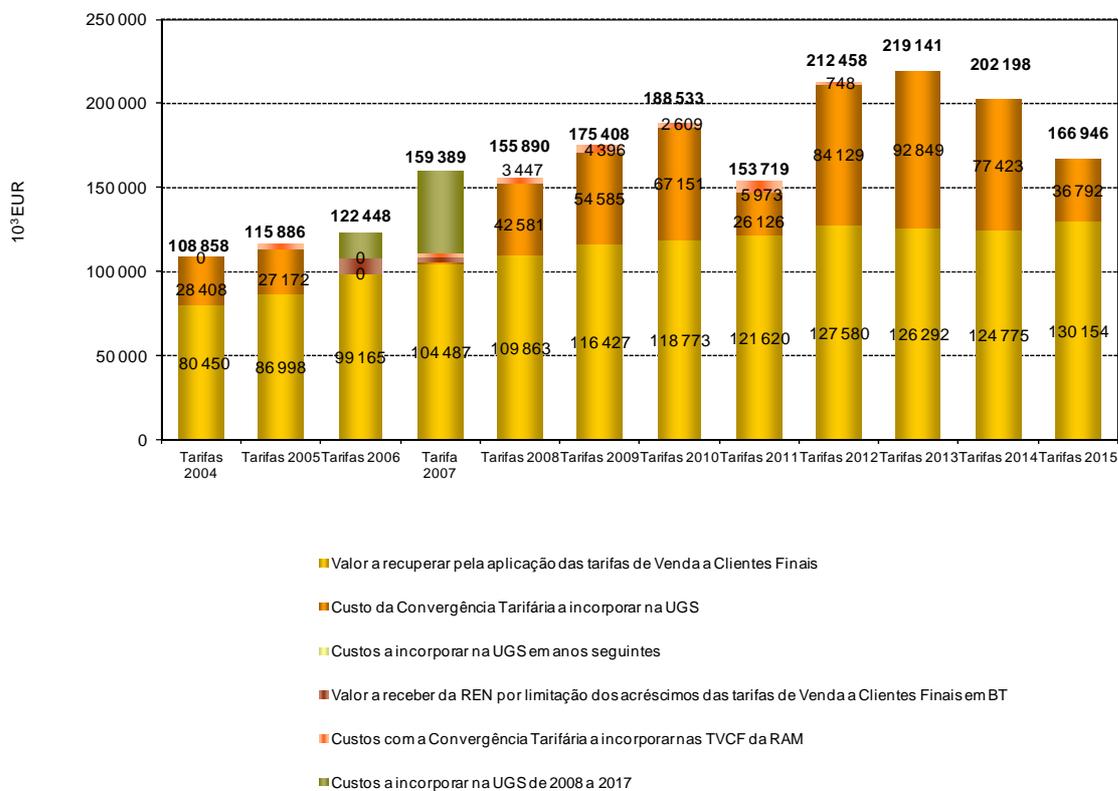
Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2014	Tarifas 2015
$\tilde{S}M_t^{AGS}$	Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	61 450	23 629
$\tilde{R}_t^{M,AGS}$	Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	154 236	122 774
$\tilde{R}_{AGS,t}^M$	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	92 785	99 145
$\tilde{S}RAM_t^{AGS}$	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	12 790	10 344
$\tilde{R}_{j,t}^{M,D}$	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	42 806	39 118
$\tilde{R}_{D,j,t}^M$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	30 016	28 774
$\tilde{S}RAM_{j,t}^D$	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	3 183	2 819
$\tilde{R}_{j,t}^{M,C}$	Proveitos permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 157	5 054
$\tilde{R}_{C,j,t}^M$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes às entregas da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	1 974	2 235
$\tilde{S}RAM_{j,t}^C$	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
$\tilde{R}_{Pol,t}^{RAM}$	Custo da Convergência Tarifária a incorporar na UGS	77 423	36 792

O valor do Custo com a Convergência Tarifária da RAM nas tarifas para 2015 é de 130 192 milhares de euros, sendo totalmente recuperada através da tarifa de UGS.

A Figura 4-41 apresenta o nível de proveitos permitidos da EEM desagregado da seguinte forma:

Figura 4-41 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EEM



Entre 2014 e 2015, o custo com a convergência tarifária a incorporar na UGS apresenta um decréscimo na ordem dos 40 milhões de euros, tendo diminuído 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 2007⁷⁴ com o Banco Comercial Português, S.A. e a Caixa Geral de Depósitos, S.A.. Estes bancos passam a deter, em partes iguais, o direito ao recebimento das rendas a serem incorporadas na tarifa UGS até ao ano de 2017. A anuidade referente ao ano 2015 é de 3 066 milhares de euros sendo este montante transferido pela REN para os bancos cessionários em regime de duodécimos, durante o ano de 2015.

⁷⁴ 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.

5 ANÁLISES COMPLEMENTARES

5.1 PREÇOS DE TRANSFERÊNCIA

5.1.1 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 deu início em 2013 a uma nova metodologia de trabalho, por forma a obter um leque de informação adicional, nomeadamente com vista à monitorização das operações intragrupo realizadas entre empresas reguladas e empresas não reguladas inseridas no mesmo Grupo empresarial.

Neste processo, foi solicitado às empresas a resposta a um questionário sobre esta temática, tendo igualmente sido solicitado o Dossier Fiscal de Preços de Transferência (DFPT) às empresas reguladas. Este documento consiste num processo de documentação onde se mantém organizada a informação respeitante à política de preços de transferência adotada nas operações intragrupo e 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 (genericamente, operações intragrupo)⁷⁵.

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.

Com base na informação solicitada, a ERSE pretende, numa base anual, analisar potenciais situações de subsidiação cruzada e de duplicação de custos na esfera das empresas envolvidas, no cálculo do novo período regulatório. 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;
- 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 rubricas a aceitar e, caso aplicável, aos respetivos montantes).

⁷⁵ 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.

Por último, refira-se que as operações intragrupo serão, a partir de agora, objeto de monitorização continua por parte da ERSE, com particular relevância nos anos de definição de parâmetros. Neste sentido, lembre-se que na presente revisão regulamentar foi introduzido no Regulamento Tarifário o pedido de documentação de preços de transferência a cada um dos operadores, tendo em vista formalizar e tornar obrigatória a entrega desta informação numa base anual, bem como informar *a priori* as empresas da necessidade de envio desta informação.

5.1.2 APRECIACÃO GENÉRICA DA DOCUMENTAÇÃO DE PREÇOS DE TRANSFERÊNCIA

Uma primeira análise à documentação permitiu concluir que uma parte significativa dos custos incorridos pelas empresas reguladas advém de operações realizadas com empresas do Grupo.

Verifica-se cada vez mais que os grandes grupos económicos, nos quais se encontram inseridas algumas das empresas reguladas em análise, 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, facto que justifica o elevado grau de operações intragrupo realizadas.

Excetua-se, neste particular, o caso das EEM, que recorre geralmente a recursos internos para a prossecução da sua atividade, na medida em que a estrutura organizativa não incorpora empresas especialmente constituídas para a prestação de serviços intragrupo.

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

Importa referir que, no âmbito da presente análise, 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 imateriais na estrutura de rendimentos e gastos das empresas reguladas analisadas⁷⁶.

AQUISIÇÃO DE SERVIÇOS INTRAGRUPO

De um modo geral, as empresas analisadas recorrem, de forma regular, 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

⁷⁶ Tendo por base o peso do montante das operações nas respetivas rubricas das demonstrações de resultados reguladas enviadas pelas empresas.

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.

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. No entanto, também se verificam situações em que não é clara a ausência da duplicação de funções e a natureza dos serviços prestados.
- Relativamente aos custos imputados, a ERSE observou que nem sempre é possível concluir pela razoabilidade e transparência da metodologia utilizada, não sendo muitas vezes indicada a forma de alocação de custos utilizada.
- 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.

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.

- 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, na grande maioria, em linha com os preços praticados em mercado.

Excetua-se o caso de um aluguer de espaços de estacionamento realizado pela EEM a uma empresa do Grupo, a Casa da Luz, conforme referido adiante.

- 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.

5.1.3 IMPACTE DA ANÁLISE AOS PREÇOS DE TRANSFERÊNCIA EM TARIFAS 2015

Neste capítulo apresenta-se o caso específico de operações identificadas como críticas, cuja análise conduziu a impactes em Tarifas de 2015.

No entanto, note-se que se verificou a existência de outras operações potencialmente críticas, que serão sujeitas a pedidos de informação adicionais e objeto de análises mais aprofundadas, podendo conduzir a impactes em tarifas dos anos subsequentes.

5.1.3.1 AQUISIÇÃO DE SERVIÇOS DE *CONTACT CENTER* PELA EEM À EMPRESA EMACOM

Quadro 5-1 - Operação intragrupo EEM – *Contact Center*

Valores em euros

Tipo de operação	Empresa contraparte	Montante (2013)	Rubrica da DR
Aquisição de serviços <i>contact center</i>	Emacom	241 363	Fornecimentos e Serviços Externos

Em 2013 a empresa incorreu em custos na ordem dos 240 mil euros por conta do *contact center*, na atividade de CEE. Desde o início do surgimento desta tipologia de custos, em 2009, estes custos foram aceites à parte, não sendo sujeitos a qualquer meta de eficiência. O motivo da aceitação dos custos prendeu-se com o facto da existência do *contact center* resultar de uma obrigação regulamentar imposta pela ERSE.

Após a análise à documentação de preços de transferência, verificou-se a inexistência de uma análise económica sólida que permitisse comprovar que o preço praticado nesta operação está em linha com os valores praticados no mercado. Nomeadamente, é apontada como justificação da aderência do preço do *contact center* às condições praticadas em mercado, o facto de ser cobrado um valor cuja referência se consubstancia nos preços praticados/pagos pela EDP neste tipo de operações. É ainda apontada como justificação da aderência às condições de mercado o facto de a ERSE aceitar estes custos em sede de proveitos permitidos.

Neste particular, cumpre referir que 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 eficiência dos respetivos montantes, numa ótica de benefício do sistema: garantir simultaneamente a proteção dos consumidores e o equilíbrio económico-financeiro das empresas.

Acresce o facto de esta tipologia de custos apenas ter sido, até agora, aceite na rubrica de custos não sujeitos a metas de eficiência na EEM, não se verificando tal situação no caso da EDA e da EDP SU.

Face ao exposto, conjugando as conclusões obtidas na documentação de preços de transferência, com a necessidade de harmonização da aceitação destes custos no seio das empresas reguladas, os custos incorridos com a EEM com o *call center* passam a integrar a base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência da empresa, no período regulatório 2015-2017.

Com efeito, não se observando com clareza que estes custos são aderentes aos preços praticados em mercado, torna-se crucial sujeitar esta tipologia de custos a eficiência.

5.1.3.2 LEASING DA FROTA AUTOMÓVEL CONTRATUALIZADA PELA EEM COM A EMPRESA EMACOM

Quadro 5-2 - Operação intragrupo EEM – Frota automóvel

Valores em euros

Tipo de operação	Empresa contraparte	Montante (2013)	Rubrica da DR
Aluguer da frota automóvel	Emacom	729 452	Fornecimentos e Serviços Externos

Em 2013 a empresa incorreu em custos na ordem dos 730 mil euros por conta da frota automóvel, nas atividades de AGS (116 mil euros) e de DEE (613 mil euros). À semelhança do *call center*, desde o início da regulação da EEM que estes custos têm sido aceites à parte, não sendo sujeitos a qualquer meta de eficiência. O motivo na génese da aceitação dos custos prendeu-se com o fato da EEM ter levado a cabo um concurso público para a realização do *leasing* operacional das viaturas, o que demonstrou a preocupação da empresa com a aquisição da frota a custos eficientes.

Não obstante, a análise à documentação de preços de transferência permitiu observar que o contrato de *leasing* da frota automóvel, outrora contratualizado entre a EEM e uma instituição financeira (Millenium BCP), terminou, passado o contrato para a esfera de uma entidade do Grupo, a EMACOM, no que respeita a 18 viaturas. Deste modo, parte da frota automóvel passou a ser propriedade desta empresa, a qual, por sua vez, aluga as viaturas à EEM. Pese embora seja referido que se mantêm os mesmos termos e condições anteriormente acordados no *renting* efetuado com o Millenium BCP, foram alterados os princípios subjacentes à logica de contratação pública, não tendo a ERSE garantia de que estes custos continuem a ser eficientes.

Acresce o facto de esta tipologia de custos apenas ter sido, até agora, aceite na rubrica de custos não sujeitos a metas de eficiência na EEM, não se verificando tal situação nas restantes empresas reguladas.

Face ao exposto, conjugando as conclusões obtidas na documentação de preços de transferência, com a necessidade de harmonização da aceitação destes custos no seio das empresas reguladas, os custos incorridos pela EEM com a frota automóvel passam a integrar a base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência da empresa, no período regulatório 2015-2017.

Com efeito, não se observando com clareza que estes custos são aderentes aos preços praticados em mercado, torna-se crucial sujeitar esta tipologia de custos a eficiência.

5.1.3.3 ALUGUER DE ESPAÇOS DE ESTACIONAMENTO PELA EEM AO MUSEU CASA DA LUZ

Quadro 5-3 - Operação intragrupo EEM – Aluguer estacionamento

Valores em euros

Tipo de operação	Empresa contraparte	Montante (2013)	Rubrica da DR
Aluguer de espaços de estacionamento	Museu Casa da Luz	49 852	Fornecimentos e Serviços Externos

A EEM contratualizou com uma empresa do Grupo, a Casa da Luz, o aluguer de 34 espaços de estacionamento, em virtude das instalações desta entidade se situarem próximas da EEM. Por cada espaço de estacionamento a EEM paga o valor anual de 1 466,25 euros.

De acordo com a análise económica realizada para esta operação, conclui-se que o preço praticado nesta transação intragrupo é superior aos valores negociados em mercado, estando a justificação apresentada para este valor relacionada com a localização dos imóveis.

O quadro infra apresenta a comparação entre os valores pagos pela EEM e os estacionamentos exemplificativos elencados pela empresa na documentação de preços de transferência considerados como comparáveis, todos localizados no centro o Funchal:

Quadro 5-4 - Comparação operação vinculada e operações de mercado

Valores em Euros

Operação vinculada			
2013	Valor anual por estacionamento	N.º lugares estacionamento	Total
	1 466	34	49 852
Operações mercado			
Estacionamento Anadia	1279	34	43475
Estacionamento Almirante reis	1082	34	36787
Estacionamento S. Tiago	443	34	15062
Média	858	34	31 775
Diferença EEM vs Média mercado			18 078

Contudo, a ERSE considera que a localização não é, *per si*, explicativa de um montante anual superior à média do mercado em cerca de 18 mil euros (em 2013, e o qual já se tinha verificado em anos anteriores) ao que é praticado no mercado para imóveis comparáveis e com localizações muito próximas, todas no centro do Funchal.

Deste modo, para o cálculo dos parâmetros de 2015 a 2017, o valor excedentário entre o praticado na operação vinculada e em operações comparáveis de mercado foi deduzido à base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência da empresa, não sendo, por conseguinte, aceite pela ERSE em Tarifas 2015 (e para os anos subsequentes).

Este valor foi alocado pelas três atividades da EEM tendo por base o peso dos FSE de cada atividade no total dos FSE da empresa, conforme demonstrado no quadro infra.

Quadro 5-5 - Repartição do impacte entre atividades EEM

Valores em Euros	
Valor dos FSE (2013)	
AGS	4 136 924
DEE	4 590 067
CEE	1 476 615
Total	10 203 607
Peso dos FSE de cada atividade no total da EEM	
AGS	41%
DEE	45%
CEE	14%
Total	100%
Valor excedentário a deduzir a cada atividade	
AGS	7 329
DEE	8 132
CEE	2 616
Total	18 078

5.1.3.4 PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS ADMINISTRATIVOS E DE CONTABILIDADE PELA EDA A DIVERSAS EMPRESAS DO GRUPO

Quadro 5-6 - Operação intragrupo EDA – Prestação de serviços

Valores em euros			
Tipo de operação	Empresa contraparte	Montante (2012)	Rubrica da DR
Prestação de serviços administrativos e de contabilidade	Diversas entidades	104 317	Outros rendimentos

De acordo com a informação reportada no DFPT de 2013, a EDA presta serviços de natureza administrativa e contabilística a diversas empresas do grupo, cuja metodologia de preço se traduz na alocação dos custos incorridos com a prestação dos referidos serviços pelas diversas entidades beneficiárias.

Por outro lado, a EDA adquire serviços de diversa natureza a várias empresas do grupo, cuja metodologia de preço de consubstancia na alocação dos custos incorridos pelas empresas com os serviços prestados, adicionados de uma margem de lucro, como forma de remuneração pelo valor acrescentado prestado.

Neste sentido, não só em linha com as regras de preços de transferência, mas também do ponto de vista do exercício regulatório, a ERSE entende que deveria ser aplicada uma margem de lucro aos serviços prestados pela empresa às entidades do grupo.

O quadro infra apresenta a comparação entre os valores cobrados pela EDA às empresas do grupo e os valores que decorreriam da aplicação de uma margem de lucro, calculada tendo em conta a realidade de operações de prestação de serviços similares realizadas no universo das empresas reguladas.

Quadro 5-7 - Comparação prestação serviços com e sem margem

Valores em euros	
Valor anual da prestação de serviço	104 317
Valor anual da prestação de serviço com margem (20%)	125 180
Diferença (Valor a ajustar à base de custos controláveis)	20 863

Deste modo, para o cálculo os parâmetros de 2015 a 2017, o valor que decorreria da aplicação de uma margem de lucro aos serviços prestados foi deduzido à base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência da empresa. Este valor foi alocado pelas três atividades da EDA tendo por base o peso da rubrica de outros rendimentos de cada atividade no total dos outros rendimentos da empresa, conforme demonstrado no quadro infra.

Quadro 5-8 - Repartição do impacte entre atividades EDA

Valores em Euros	
Valor dos outros rendimentos (2013)	
AGS	3 575 885
DEE	1 099 894
CEE	845 638
Total	5 521 417
Peso dos outros rendimentos de cada atividade no total	
AGS	65%
DEE	20%
CEE	15%
Total	100%
Valor a deduzir a cada atividade	
AGS	13 512
DEE	4 156
CEE	3 195
Total	20 863

5.1.4 CONCLUSÕES

Conforme anteriormente referido, note-se que pese embora apenas as operações acima descritas tenham tido impacte em Tarifas 2015, verificou-se a existência de outras operações potencialmente

críticas, que serão sujeitas a pedidos de informação adicionais e objeto de análises mais aprofundadas, podendo conduzir a impactes em tarifas dos anos subsequentes.

Refira-se ainda que, pese embora não tenham sido detetadas operações aparentemente relevantes na esfera de algumas empresas, como seja o caso da REN e da EDP, a sua estrutura organizativa é de tal ordem complexa, que se revela necessário aprofundar a presente análise.

5.2 AQUISIÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA PARA FORNECIMENTO DOS CLIENTES DO CUR

5.2.1 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.

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.

Este trabalho, iniciado em tarifas de 2013, no âmbito do artigo 50.º do Decreto-Lei 215-B/2012, pretende obter 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.

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.

5.2.2 ANÁLISE

De acordo com os artigos 95.º a 97.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 15 de dezembro, 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.

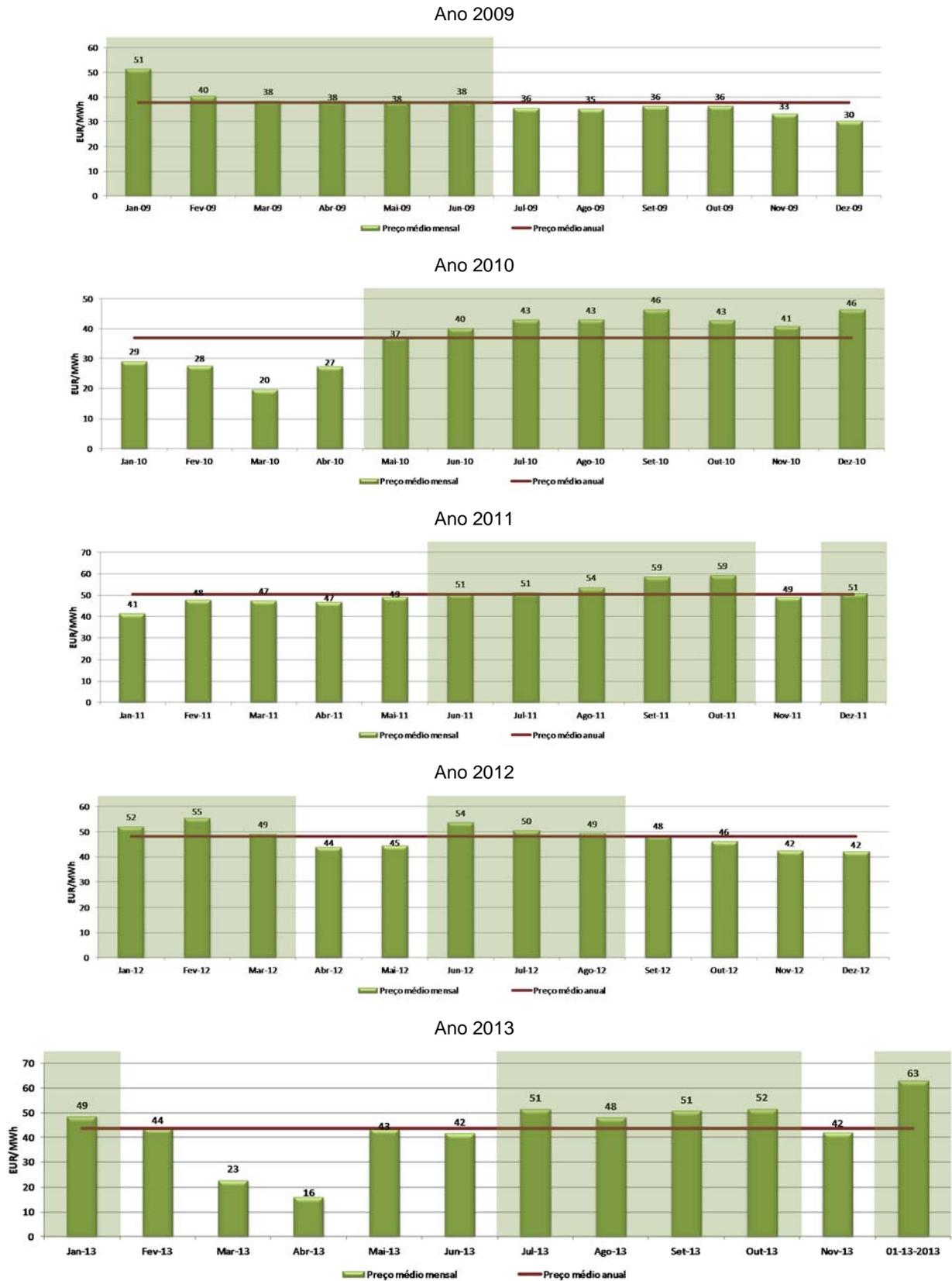
Para compreender de que forma o perfil de consumos da carteira de clientes influencia o custo de aquisição de energia elétrica no mercado analisou-se o comportamento do preço de mercado, o perfil de consumos e o custo de aquisição do CUR.

O ponto de partida para esta análise é a verificação do preço do mercado grossista, nos últimos 5 anos, por mês e por hora.

A Figura 5-1 apresenta os preços do mercado diário por mês, bem como o preço médio anual para os anos de 2009 a 2013. Verifica-se que, em termos mensais, não se consegue estabelecer um padrão de comportamento dos preços, com exceção dos anos de 2010, 2011 e de 2013, em que os preços mais elevados ocorreram no segundo terço do ano. Nos anos de 2011 e de 2012, os preços médios foram os mais elevados do período em análise, com valores a rondar os 48 €/MWh e 50 €/MWh. No ano de 2013 esse valor baixou para cerca de 44 €/MWh.

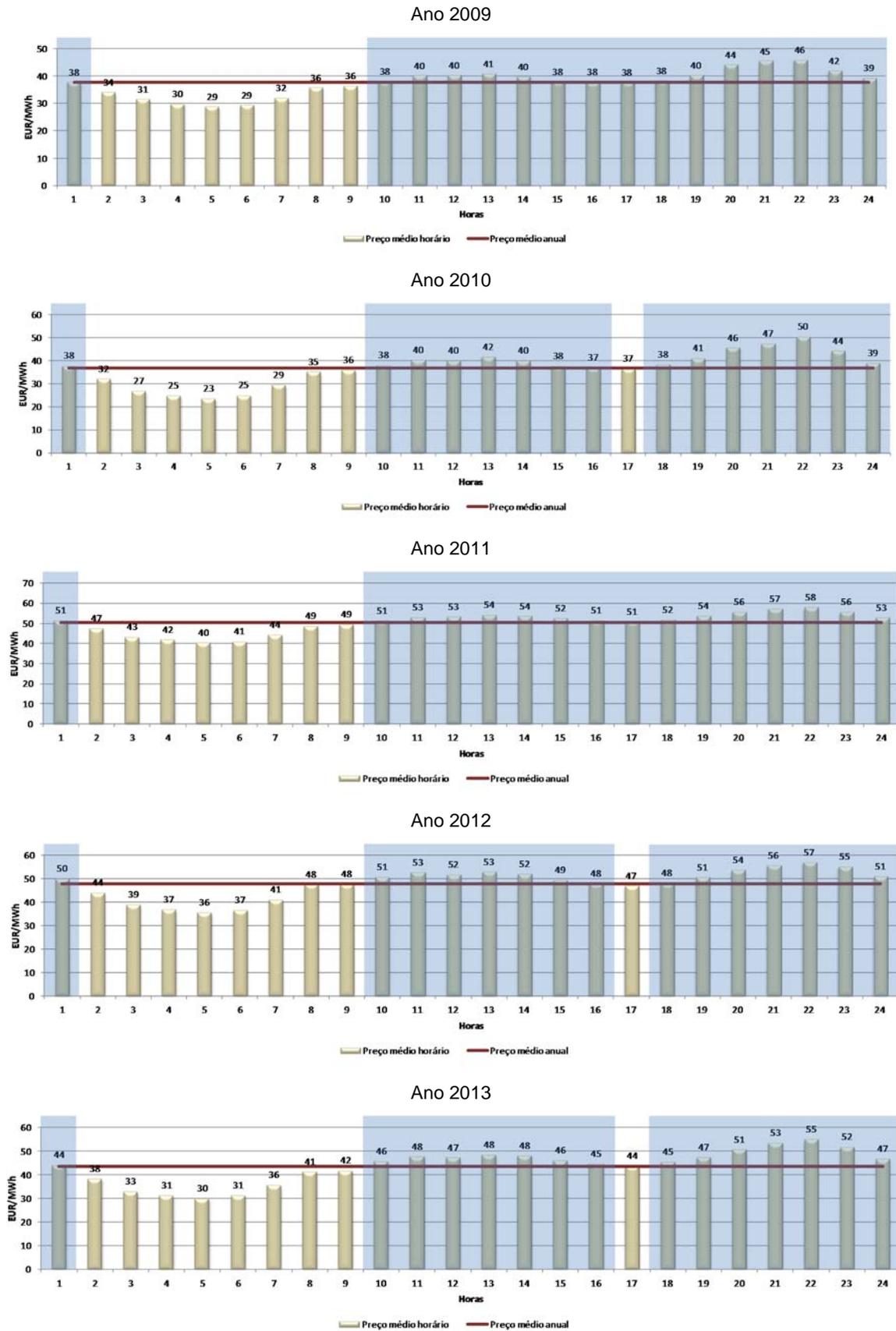
Em 2013, os preços médios mensais mais elevados, ocorreram nos terceiro e quarto trimestres do ano, ao contrário do que havia sucedido em 2012. De facto, os anos de 2010, 2011 e de 2013 apresentaram índices de produtividade hidroelétrica elevados, explicando em parte os preços mais baixos ocorridos nos primeiros meses, exceção feita para o mês de janeiro de 2013.

Figura 5-1 - Preço médios de mercado mensais, de 2009 a 2013



A Figura 5-2 apresenta os preços médios de mercado por hora, para o mesmo período de análise. 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, com exceção da hora 17.

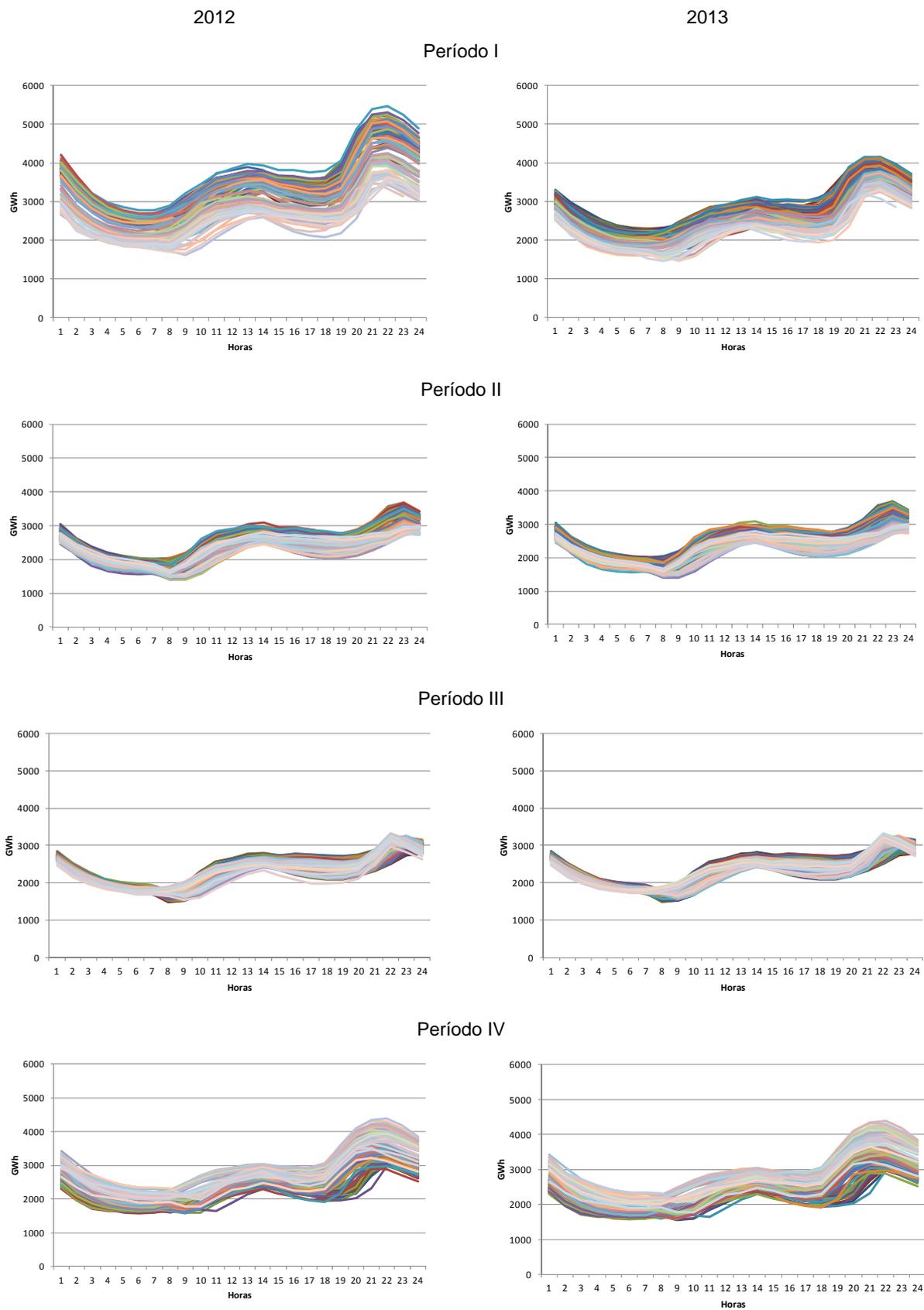
Figura 5-2 - Preços médios de mercado por hora, de 2009 a 2013



Em seguida, analisam-se os perfis de consumo dos clientes do CUR para 2012 e para 2013, anos para os quais 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 28.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).

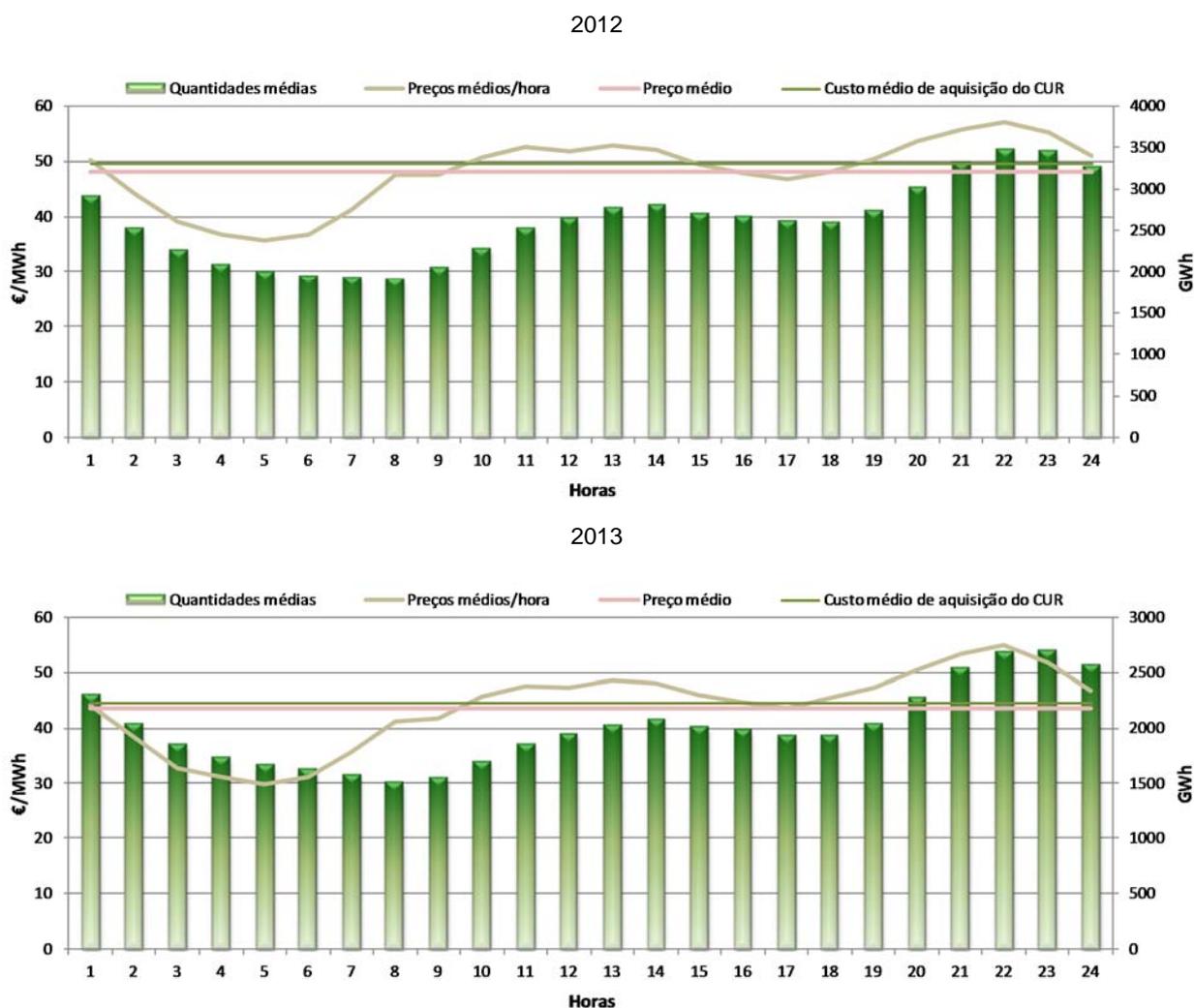
A Figura 5-3 apresenta o perfil de consumos dos CUR, por período horário, para os anos de 2012 e de 2013. Como se pode verificar, no ano de 2012, o período onde existiu maior volatilidade no consumo foi no período I, onde ocorreu, também, uma maior amplitude entre o dia de menor consumo e o de maior consumo. Em 2013, o maior consumo ocorreu no período IV, onde se verificou, também, uma maior amplitude entre o dia de menor consumo e o de maior consumo. Estas figuras permitem-nos observar quanto ao comportamento de relativa estabilidade do consumo da carteira de clientes do CUR, nos períodos II e III, com comportamentos semelhantes nos dois anos (2012 e 2013)

Figura 5-3 - Consumos do CUR em 2012 e 2013 por períodos (I, II, III e IV)



A Figura 5-4 apresenta, para os anos de 2012 e de 2013, 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.

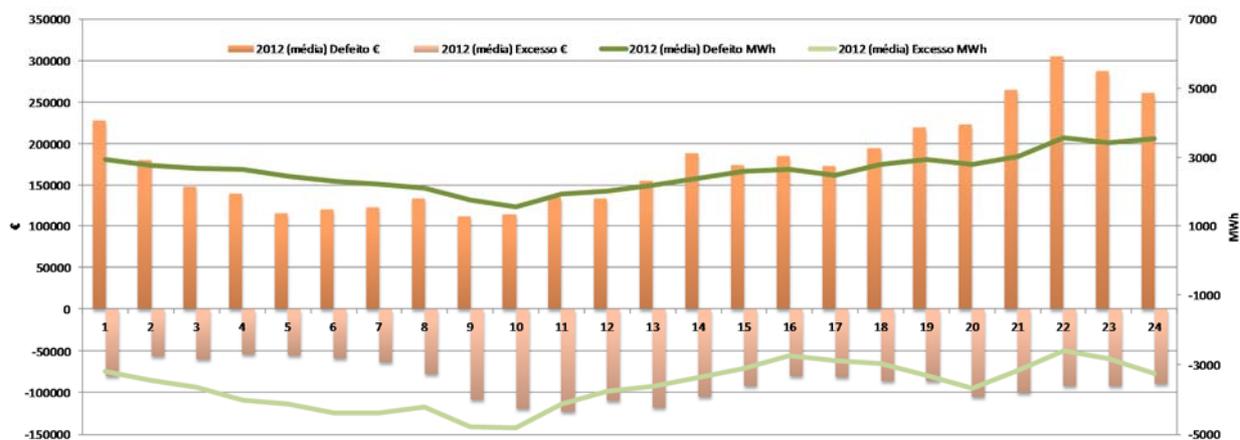
Figura 5-4 - Consumos médios dos clientes do CUR, preços médio por hora, preço médio do mercado e preço de mercado para os clientes do CUR



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 e para 2013. A Figura 5-5 apresenta essa evolução.

Figura 5-5 - Desvios de consumos do CUR e por hora

2012



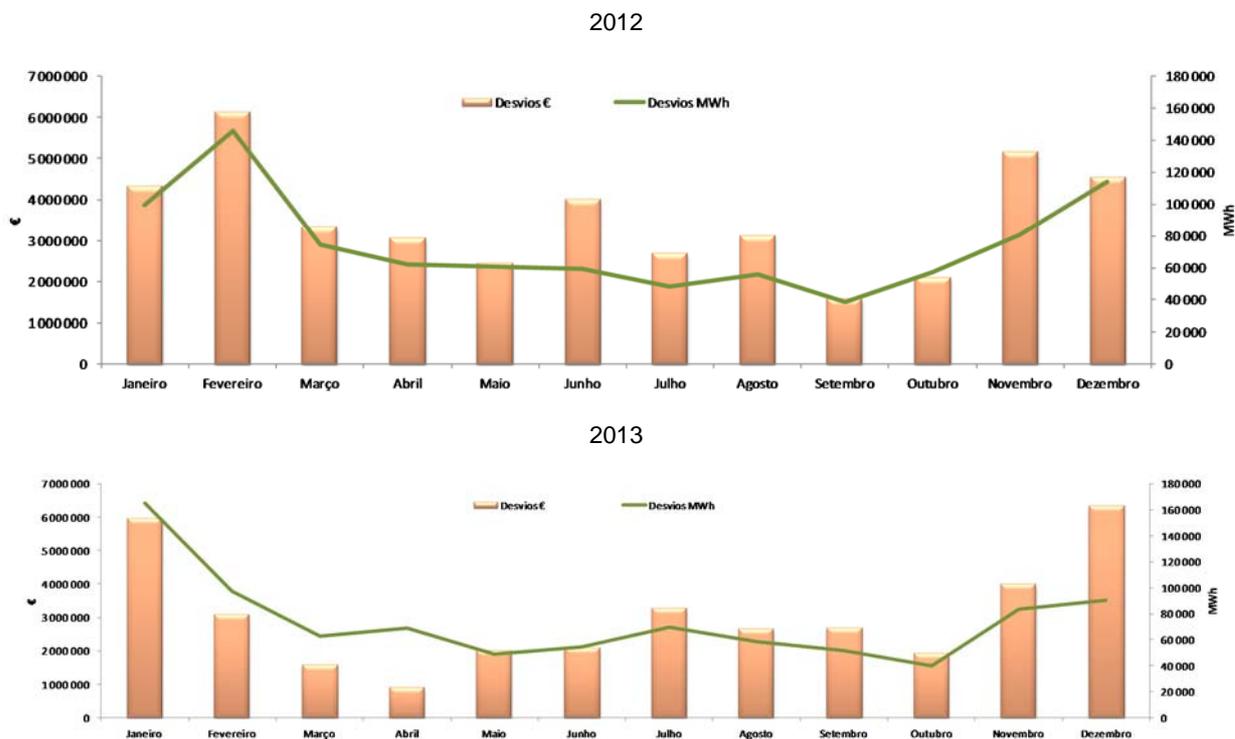
2013



Por defeito significa que o consumo, em tempo real, é superior ao programa final (resultado dos mercado diário e intra diário). Sempre que o consumo é inferior ao programa final, então, significa que existe excesso de energia. Verifica-se que os desvios por defeito são superiores no período compreendido entre a hora 19 e a hora 24, enquanto os maiores desvios por excesso, que em 2012 ocorreram nas horas 10 a 13, em 2013 ocorreram nas horas 9 a 11 e entre as horas 20 e 24.

Os custos totais de 2012 e de 2013 associados aos desvios da procura são apresentados na Figura 5-6.

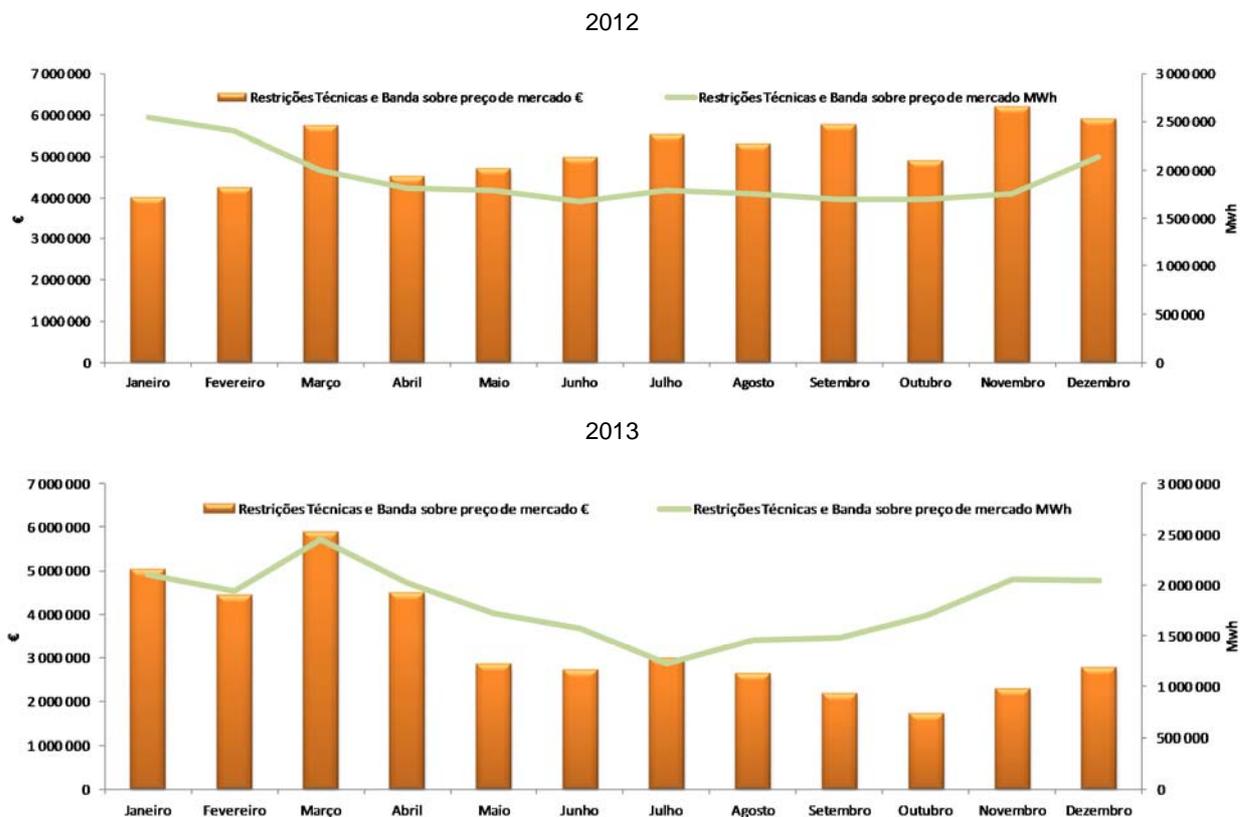
Figura 5-6 - Desvios totais de consumos do CUR



Verifica-se que existe uma aparente correlação entre os desvios, os preços de mercado e as quantidades. Os meses com preços e procura mais elevados, janeiro e dezembro, apresentam desvios maiores tanto em euros como em volume. Em sentido oposto, os meses com preços mais baixos, abril e maio, apresentam desvios mais baixos.

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 5-7 apresenta, para 2012 e 2013, os valores associados às restrições técnicas.

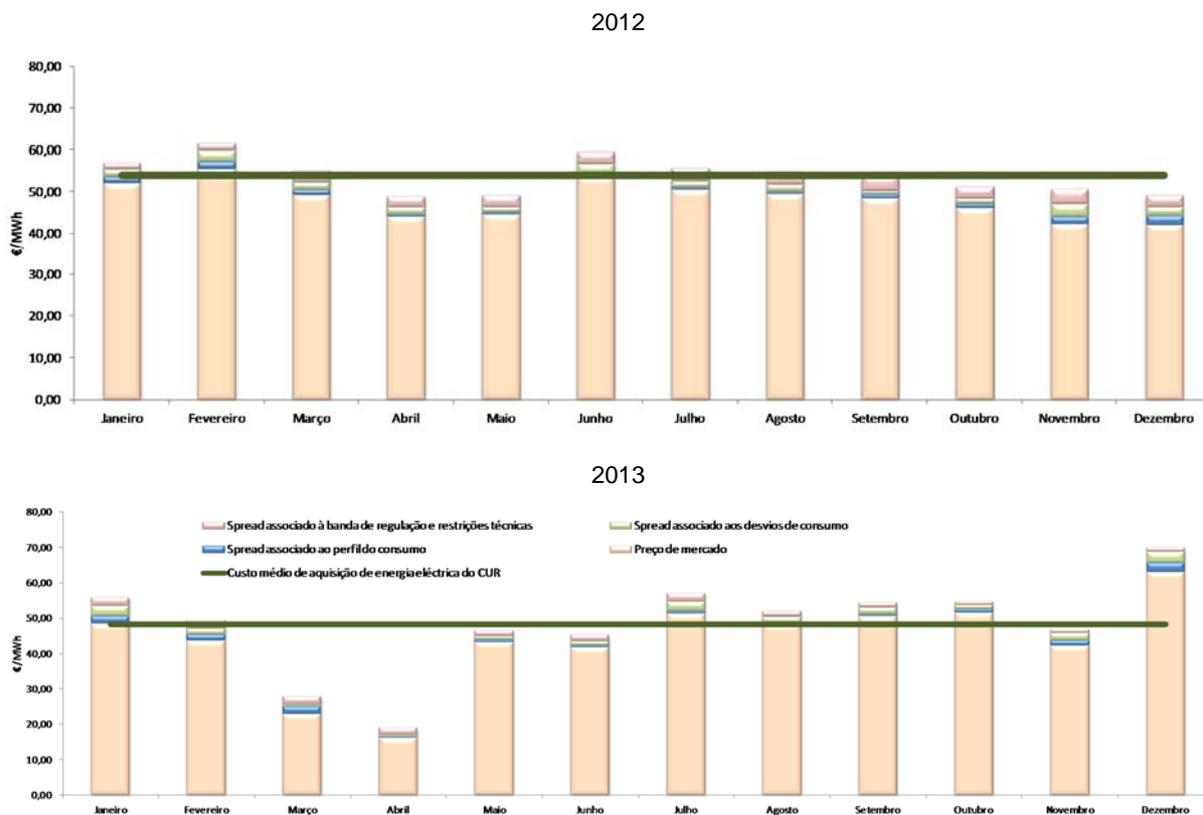
Figura 5-7 - Custos totais com restrições técnicas imputadas ao CUR



A Figura 5-8 apresenta a estrutura do custo de aquisição do CUR nos anos de 2012 e de 2013, evidenciando as várias componentes:

- Preço de mercado;
- *Spread* associado ao perfil do consumo;
- *Spread* associado aos desvios de consumo;
- *Spread* associado à banda de regulação e restrições técnicas.

Figura 5-8 - Estrutura do custo de aquisição de eletricidade pelo CUR



A figura permite constatar que o custo médio de aquisição do CUR foi, em 2013, inferior ao ocorrido em 2012. Verifica-se também numa análise intra mensal que, em 2013, ocorreu uma maior volatilidade do que em 2012, com os custos de aquisição de eletricidade, nos meses de março e de abril a apresentarem-se muito inferiores à média do ano.

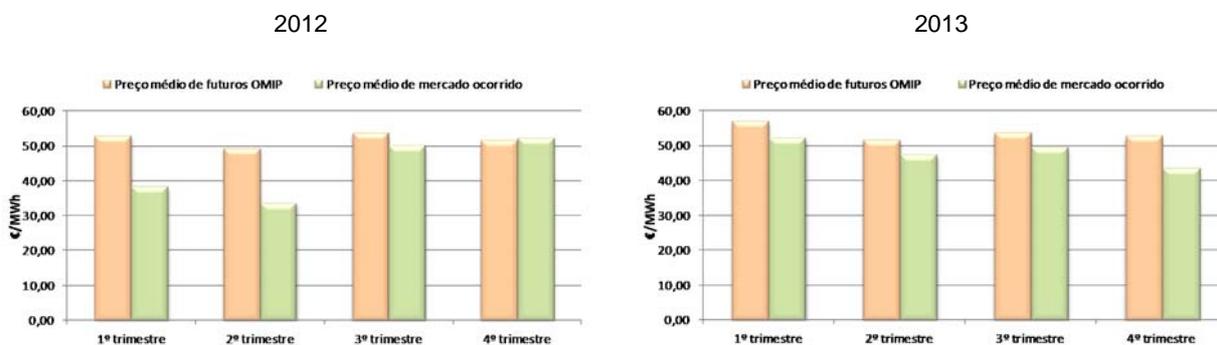
De uma forma genérica, o custo de aquisição de um comercializador depende de:

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

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 aquisição de energia 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. Por outro lado a estratégia de aprovisionamento nos mercados de futuros ou no mercado spot pode implicar resultados totalmente diferentes.

A Figura 5-9 apresenta os preços médios de futuros do OMIP e os preços médios de mercado ocorridos, para os anos de 2012 e de 2013, por trimestre.

Figura 5-9 - Preços de futuros OMIP e preços médios de mercado ocorridos em 2012 e 2013



O Quadro 5-9 apresenta, para os anos de 2012 e de 2013, em termos trimestrais, o desvio padrão entre os preços médios de futuros do OMIP e os preços médios de mercado ocorridos.

Quadro 5-9 - Desvio entre os preços de futuros OMIP e preços médios de mercado ocorridos em 2012 e 2013

Unid: €/MWh					
	1º trimestre	2º trimestre	3º trimestre	4º trimestre	Desvio padrão
2013					
Preço médio de futuros OMIP	52,92	49,17	53,64	51,47	7,4556
Preço médio de mercado ocorrido	38,35	33,68	50,07	52,23	
2012					
Preço médio de futuros OMIP	56,85	51,66	53,62	52,68	4,0833
Preço médio de mercado ocorrido	52,11	47,34	49,39	43,57	

Constata-se que o desvio padrão ocorrido em 2013 é bastante superior ao verificado em 2012. Para tal facto contribuiu significativamente o desvio entre o preço médio de futuros OMIP e o preço médio de mercado ocorrido nos primeiros e segundo trimestres de 2013.

6 ANÁLISE DO BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA

Neste capítulo apresentam-se as linhas gerais adotadas pela ERSE na definição do nível de consumo de eletricidade para 2014 e 2015 e analisam-se os dados reais do consumo de eletricidade do ano 2013, que influenciam o cálculo dos ajustamentos a repercutir nos proveitos permitidos de 2015.

6.1 PREVISÃO DA PROCURA

Nos termos regulamentares, em junho de 2014 a REN e a EDP Distribuição apresentaram as suas previsões de evolução da procura para 2014 e 2015, verificando-se que não existem diferenças significativas ao nível do consumo referido à emissão⁷⁷. Mais recentemente, as empresas efetuaram revisões das suas previsões, que incorporam dados reais de aproximadamente 9 meses do ano 2014, em ambos os casos com valores superiores aos apresentados em junho. Nestas previsões, constata-se um maior otimismo da EDP Distribuição face à REN (ver Quadro 6-1).

Conjugando a análise da informação das empresas, a evolução mais recente do consumo de eletricidade e a evolução de outros indicadores económicos, a ERSE definiu um cenário de consumo de energia elétrica para o cálculo tarifário de 2015.

Os últimos indicadores para a evolução da economia portuguesa apontam para uma recuperação da atividade económica em 2014, embora existam riscos de abrandamento da atividade no segundo semestre de 2014⁷⁸. As previsões de crescimento para 2015 são mais otimistas, em linha com o projetado para a área do euro. Face a 2013, mantém-se o desempenho positivo de alguns setores da indústria nacional e confirma-se a estabilização das exportações num nível elevado, que se prevê possa contribuir para a manutenção do consumo de energia elétrica.

Além disso, a procura interna também deverá recuperar em 2014 e 2015, muito impulsionada, em 2014, pelo investimento (taxa de crescimento de 3,2% de julho de 2013 a junho de 2014), embora o reflexo nos consumos domésticos de eletricidade (BTN) não deva ser notório, por existirem outros fatores estruturais, como sejam a promoção da eficiência no consumo e a elevada carga fiscal sobre a eletricidade para o consumidor final, que manterão a pressão para a descida do consumo neste segmento.

Especificamente sobre as perdas nas redes de transporte e distribuição, a ERSE assumiu nos cenários de procura considerados no cálculo tarifário de 2015 as taxas previstas pelas empresas.

⁷⁷ Os valores da energia entrada na rede de distribuição previstos pela EDP Distribuição são convertidos para o referencial da emissão por acréscimo dos consumos próprios da REN e tendo em conta as taxas de perdas na rede de transporte previstas pela REN.

⁷⁸ As recentes previsões do BCE para a área do euro foram revistas ligeiramente em baixo para 2014.

Neste contexto, o consumo referido à emissão estimado pela ERSE para o ano de 2014 considera uma subida de 0,5% face ao ocorrido no ano de 2013, justificado pelo crescimento nos níveis de tensão mais elevados (MAT e AT). Para 2015, a ERSE assumiu que a tendência de crescimento se manterá ou acentuar-se-á, prevendo um crescimento de 0,8% para 49,8TWh, que está em linha com as últimas previsões da REN (49,4TWh) e da EDP (49,6TWh). No entanto, apesar dos sinais mais recentes apontarem para uma retoma gradual do clima económico em Portugal, importa assinalar que a conjuntura social ainda é desfavorável e persistem alguns dos fatores de incerteza, que caracterizaram os últimos anos, e que poderão alterar as tendências referidas.

O Quadro 6-1 e a Figura 6-1 sintetizam os valores do consumo referido à emissão considerado pela ERSE, bem como as perspetivas da REN e da EDP Distribuição.

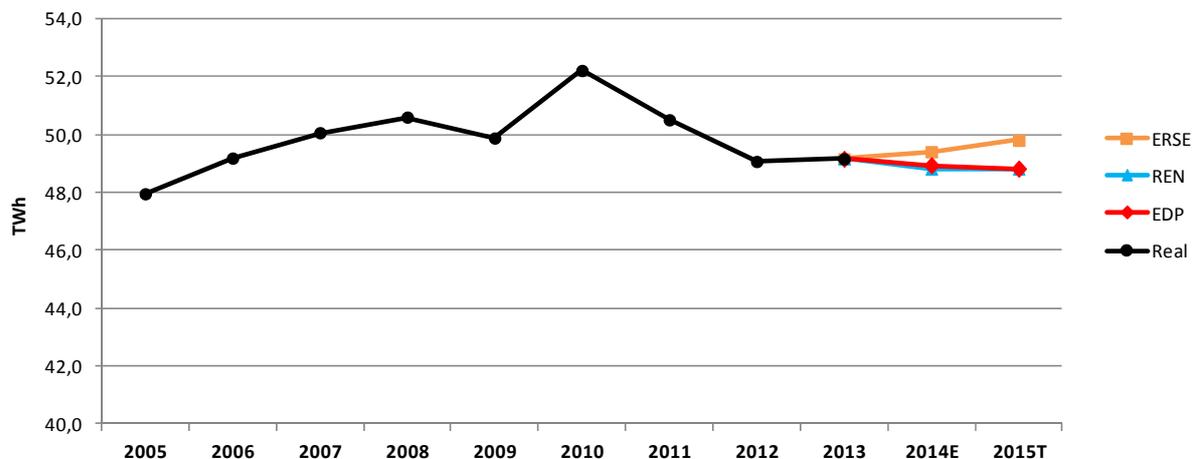
Quadro 6-1 - Previsões da emissão para a rede pública em Portugal continental para 2014 a 2015

	2012 GWh	2013 GWh	2012 / 2013 %	2014 GWh	2013 / 2014 %	2015 GWh	2014 / 2015 %
Real	49 060	49 152	0,2%				
Previsões							
EDP Dist - Junho 2014 [1]				48 932	-0,4%	48 814	-0,2%
EDP Dist - revisão Setembro 2014 [1]				49 217	0,1%	49 582	0,7%
REN - Junho 2014				48 800	-0,7%	48 800	0,0%
REN - previsões mensais Outubro 2014				48 897	-0,5%	49 446	1,1%
ERSE				49 398	0,5%	49 793	0,8%

[1] Os valores de energia entrada na rede de distribuição enviados pela EDP Distribuição foram acrescidos dos consumos próprios da REN e das perdas do transporte, tendo em conta os dados enviados pela REN.

Fonte: REN, EDP, ERSE

Figura 6-1 - Evolução do consumo referido à emissão em Portugal continental



[1] Os valores de energia entrada na rede de distribuição enviados pela EDP Distribuição foram acrescidos dos consumos próprios da REN e das perdas do transporte, tendo em conta os dados enviados pela REN.

[2] Na REN e EDP Distribuição apresentam-se os valores enviados no prazo regulamentar (junho)

Fonte: REN, EDP, ERSE

Desta figura constata-se que o consumo referido à emissão considerado pela ERSE para 2015, apesar de ser superior aos apresentados pela REN e EDP Distribuição, se situa, ainda, abaixo do ocorrido em 2007.

No que respeita às Regiões Autónomas, a ERSE assumiu no presente exercício tarifário os cenários de procura apresentados pela EDA e pela EEM para os anos de 2014 e 2015.

6.2 DESVIOS DA PROCURA

BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA NO CONTINENTE

A comparação do balanço de energia elétrica verificado em 2013 com os valores previstos em 2012 para fixação das tarifas de 2013 coloca em evidência as seguintes diferenças:

- O consumo referido à emissão atingiu 49 152 GWh, situando-se 0,5% abaixo do valor previsto no cálculo das tarifas de 2013.
- O valor real dos fornecimentos totais a clientes atingiu 43 858 GWh, o que significa um decréscimo de 3,4% face à previsão.
- O consumo dos clientes em mercado livre foi de 29 842 GWh, acima do valor previsto (+5,9%). No que diz respeito aos fornecimentos do CUR, atingiram 14 016 GWh, o que corresponde a um desvio por defeito de 18,7% em relação à previsão.

- A taxa de perdas⁷⁹ nas redes de distribuição distanciou-se significativamente do valor de referência (7,74%), situando-se nos 11,22%. Analisando a série histórica das perdas na rede de distribuição, constata-se um desvio substancial em 2012 face ao observado nos últimos anos, sendo o valor mais elevado dos últimos 20 anos.

Os quadros seguintes permitem comparar os valores ocorridos no ano de 2013 com os dados previsionais para o balanço de energia elétrica enviados pelas empresas e com os valores correspondentes aceites para o cálculo das tarifas de 2013.

Quadro 6-2 - Consumo referido à emissão

	2013 (real)	Tarifas 2013			Proposta REN para Tarifas 2013		
		GWh	2013 (real - previsto)		GWh	2013 (real - previsto)	
			GWh	%		GWh	%
= EMISSÃO PARA A REDE PÚBLICA (Variação média anual)	49 152 0,2%	49 380 0,0%	-227	-0,5%	47 000 -3,1%	2 152	4,6%
- Perdas na rede de Transporte (perdas/emissão)	720 1,46%	587 1,19%	133		559 1,19%	161	
- Consumos Próprios	14	12	2		12	2	
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO (incluindo os consumos em MAT)	48 418 0,0%	48 780 0,2%	-362	-0,7%	46 429 -3,0%	1 989	4,3%

Nota: O valor real da energia à entrada da rede de distribuição apresentado neste quadro baseia-se em dados físicos e difere do valor correspondente apresentado no Quadro 6-3, o qual incorpora dados físicos e dados comerciais.

Fonte: ERSE, REN

⁷⁹ Taxa de perdas nas redes de distribuição = Perdas na rede de distribuição / Fornecimentos a clientes finais (excluindo fornecimentos em MAT).

Quadro 6-3 - Balanço de energia elétrica da EDP Distribuição

	2013 (real)	Tarifas 2013			Proposta EDP Distribuição para Tarifas 2013		
		GWh	2013 (real - previsto)		GWh	2013 (real - previsto)	
			GWh	%		GWh	%
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO (incluindo os consumos em MAT)	48 545	48 780	-235	-0,5%	47 772	773	1,6%
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	4 687 11,22%	3 381 7,74%	1 306	38,6%	3 310 7,79%	1 377	41,6%
- Consumos Próprios	0	0	0		0	0	
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO COMERCIALIZADOR REGULADO E A CLIENTES NO MERCADO	43 858	45 399	-1 541	-3,4%	44 462	-604	-1,4%
Clientes do comercializador de último recurso	14 016	17 231	-3 215	-18,7%	16 451	-2 435	-14,8%
MAT	43	0	43	-	0	43	n.a.
AT	64	0	64	-	0	64	n.a.
MT	876	648	228	35,2%	648	228	35,2%
BT	13 032	16 583	-3 551	-21,4%	15 803	-2 771	-17,5%
Clientes no mercado	29 842	28 168	1 674	5,9%	28 011	1 832	6,5%
MAT	2 051	1 732	319	18,4%	1 960	92	4,7%
AT	6 584	6 308	276	4,4%	6 605	-20	-0,3%
MT	12 917	13 316	-399	-3,0%	13 319	-401	-3,0%
BT	8 289	6 812	1 477	21,7%	6 128	2 162	35,3%

Nota: O valor real da energia à entrada da rede de distribuição apresentado neste quadro baseia-se em dados físicos e comerciais, que origina a diferença face ao valor correspondente apresentado no Quadro 6-2, que se baseia apenas em dados físicos.

Fonte: ERSE, EDP

BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

O Quadro 6-4 evidencia a comparação do balanço de energia elétrica verificado em 2013 com os valores previstos em 2012 para fixação das tarifas de 2013, observando-se as seguintes diferenças:

- O consumo referido à emissão, na Região Autónoma dos Açores atingiu os 773,4 GWh, situando-se 0,2% acima do previsto em tarifas de 2013.
- A produção das centrais da EDA atingiu os 517,1 GWh, que representa um decréscimo de 10,7% relativamente a 2012 e um desvio por excesso de 2,4% face à previsão para tarifas 2013.
- As aquisições a produtores do SIA aumentaram 22,0% face a 2012, com um desvio por defeito de 2,6% relativamente ao previsto para tarifas de 2013, situando-se em 275,1 GWh.
- Os fornecimentos atingiram 718,3 GWh, que corresponde a um desvio por defeito face à previsão de 0,4%. Por nível de tensão, verifica-se um acréscimo na MT (+2,2%) enquanto na BT ocorreu um decréscimo (-1,9%). De 2012 para 2013 os fornecimentos caíram cerca de 1,6%.
- A taxa de perdas foi de 7,47%, superior ao valor previsto em 0,62 pontos percentuais.

Quadro 6-4 - Balanço de energia elétrica da EDA

	2012 (real)	2013 (real)	Δ% 2013/2012	Tarifas 2013 = Proposta EDA		
				MWh	2013 (real - previsto)	
	MWh	MWh	%		MWh	MWh
Produção						
Centrais da EDA	578 976	517 072	-10,7%	505 152	11 921	2,4%
Consumo e perdas nas centrais	18 522	19 114	3,2%	15 811	3 303	20,9%
Emissão própria	560 454	497 958	-11,2%	489 341	8 618	1,8%
Outros produtores do SPA	0	0		0	0	
Microgeração	224	343		120		
Produtores do SIA	225 361	275 051	22,0%	282 409	-7 359	-2,6%
Consumo referido à emissão	786 039	773 351	-1,6%	771 870	1 259	0,2%
Consumos próprios	1 448	1 328	-8,3%	1 413	-85	
Fornecimentos	729 889	718 340	-1,6%	721 033	-2 693	-0,4%
Entregas a clientes do Mercado Livre	0	0		0	0	
Fornecimentos no Mercado Regulado	729 889	718 340	-1,6%	721 033	-2 693	-0,4%
MT	276 074	274 263	-0,7%	268 274	5 990	2,2%
BT	453 816	444 076	-2,1%	452 759	-8 682	-1,9%
Energia saída da rede	731 338	719 668	-1,6%	722 445	-2 777	-0,4%
Perdas na rede	54 701	53 683	-1,9%	49 424	4 036	8,2%
Taxa de perdas ^[1]	7,49%	7,47%	-0,02 p.p.	6,85%		0,62 p.p.

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

Fonte: ERSE, EDA

BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

No Quadro 6-5 é apresentado o balanço de energia elétrica da EEM. São analisados os valores verificados em 2012 e em 2013 e os valores aceites nas tarifas para 2013. Da análise do quadro evidenciam-se os seguintes pontos:

- Em 2013, a energia entrada na rede (849,4 GWh) apresenta um decréscimo de 4,7% face ao valor de 2012. As centrais da EEM tiveram uma quebra na emissão para a rede de 7,4% face a 2012, enquanto a produção não vinculada apresentou um ligeiro decréscimo (-0,6%). Em relação às previsões para tarifas de 2013, verificam-se desvios de -6,1% e de -6,8% nas centrais da EEM e nas centrais do SIM, respetivamente.
- O consumo referido à emissão (848,8 GWh) registou em 2013 um decréscimo de 4,7% face a 2012 e um desvio de -4,9% comparativamente com as previsões para tarifas de 2013.
- Os fornecimentos atingiram 776,2 GWh em 2013, que corresponde a um desvio por defeito face à previsão de 4,8%. Por nível de tensão, verifica-se uma diferença muito acentuada entre a previsão

e o valor do consumo em BT, da ordem dos -7,4%, enquanto na AT/MT esta diferença é de +3,8%. De 2012 para 2013 os fornecimentos caíram 4,7%.

- Em 2013, a taxa de perdas na rede situou-se em 9,2%, inferior em 0,05 pontos percentuais ao ano anterior e inferior ao previsto em 0,08 pontos percentuais.

Quadro 6-5 - Balanço de energia elétrica da EEM

	2012 (real)	2013 (real)	Δ% 2012/2013	Tarifas 2013 = Proposta EEM		
				MWh	2013 (real - previsto)	
					MWh	%
Produção						
Centrais da EEM	563 610	522 371	-7,3%	556 781	-34 410	-6,2%
Consumo e perdas nas centrais	10 660	10 259	-3,8%	11 441	-1 182	-10,3%
Emissão própria	552 951	512 112	-7,4%	545 340	-33 228	-6,1%
Outros produtores do SPM	192 403	192 122	-0,1%	192 000	122	0,1%
Produtores do SIM	146 095	145 151	-0,6%	155 796	-10 645	-6,8%
Total da energia entrada na rede	891 449	849 386	-4,7%	893 136	-43 750	-4,9%
Bombagem	651	564	-13,4%	600	-36	-5,9%
Consumo referido à emissão	890 797	848 821	-4,7%	892 536	-43 715	-4,9%
Consumos próprios	962	976	1,5%	934	43	4,6%
Compensação síncrona	0	0				
Fornecimentos	814 307	776 206	-4,7%	815 676	-39 471	-4,8%
Entregas a clientes no Mercado Livre	0	0			0	
Fornecimentos no Mercado Regulado	814 307	776 206	-4,7%	815 676	-39 471	-4,8%
AT/MT	188 078	191 080	1,6%	183 999	7 081	3,8%
BT	626 229	585 126	-6,6%	631 678	-46 552	-7,4%
Energia saída da rede	815 269	777 182	-4,7%	816 610	-39 428	-4,8%
Perdas nas redes	75 528	71 639	-5,1%	75 926	-4 287	-5,6%
Taxa de perdas ⁽¹⁾	9,3%	9,2%	-0,05 p.p.	9,3%		-0,08 p.p.

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

Fonte: ERSE, EEM

7 INFORMAÇÃO RECEBIDA

Para a determinação dos proveitos permitidos, as empresas reguladas do Setor Elétrico têm obrigações ao nível da prestação de informação, que no momento de reporte da informação para o período regulatório 2015-2017, se encontrava estipulada nas secções II a VI e secção IX do capítulo VI do Regulamento Tarifário, 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.

Sublinhe-se que a legislação em vigor, nomeadamente, o Decreto-Lei nº 215-A/2012, de 8 de outubro, e o Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, é clara no que respeita à obrigação dos agentes em fornecer toda a informação para fins regulatórios.

De acordo com a Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro, que aprova o regime sancionatório do setor energético, a falta de colaboração ou prestação de informação solicitada pela ERSE no exercício das suas funções e a que os agentes estejam obrigados nos termos da lei ou dos regulamentos em vigor, são contra ordenações muito graves puníveis com coimas.

Assim, de acordo com o Regulamento Tarifário a informação a disponibilizar deverá conter:

- Valores dos ativos imobilizados, amortizações e participações ao investimento, desagregados por atividades quando aplicável;
- Valores previsionais dos investimentos, transferências para exploração e amortizações, desagregados por atividades, quando aplicável;
- Balanços de energia;
- Balanço da atividade, reais, estimados e previstos;
- Demonstração dos resultados por atividade, reais, estimadas e previstas;
- Detalhe de custos associados a cada atividade;
- Taxas de inflação utilizadas nas projeções efetuadas pelas empresas;
- Chaves de repartição dos custos comuns;
- Chaves de repartição dos imobilizados e investimentos em áreas comuns;
- Relatório com a justificação e discriminação dos critérios subjacentes à elaboração da informação disponibilizada;
- Caracterização física dos investimentos efetuados e propostos;
- Relatório de auditoria com a certificação das contas reguladas para o ano t-2, evidenciando as diferenças entre as contas estatutárias e as contas reguladas.

Relativamente à receção da informação para determinação dos proveitos permitidos para o ano de 2015 e dos ajustamentos dos anos 2013 (t-2) e 2014 (t-1), destacam-se as seguintes ocorrências:

- A informação enviada à ERSE de uma forma genérica corresponde ao solicitado nos termos do Regulamento Tarifário;
- Os prazos de envio de informação estabelecidos regulamentarmente foram, na generalidade, respeitados pelas empresas;
- Na informação financeira e física disponibilizada em suporte digital, de uma forma geral encontrava-se preenchida corretamente. Refira-se que havendo necessidade de algum pedido de esclarecimento solicitado pela ERSE, as empresas responderam de uma forma geral às questões colocadas;
- As auditorias de uma forma global corresponderam às necessidades regulatórias.

Refira-se, que o Regulamento Tarifário em vigor refere a necessidade de prestação de informação por parte das empresas, procurando uma maior transparência na informação, económica, por forma a diminuir o risco de subsídio das atividades não reguladas das empresas, através das suas atividades reguladas. Assim, é importante que as empresas prestem ao regulador toda a informação prevista regulamentarmente nos prazos definidos para o efeito. É também necessário que os pedidos de esclarecimentos efetuados pela ERSE, relativamente à informação entendida necessária para efeitos regulatórios, sejam respondidos pelas empresas reguladas de forma célere e objetiva.