

**PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA
2016 DAS EMPRESAS REGULADAS DO
SETOR ELÉTRICO**

Dezembro 2015

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	3
2.1	Alterações legislativas e regulamentares com impacte nos proveitos permitidos de 2016	3
2.2	Variáveis monetárias	7
2.3	Custos de aquisição de energia elétrica	16
3	SÍNTESE DOS PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2016	31
3.1	Proveitos a recuperar	31
3.2	Síntese dos ajustamentos de 2014 e de 2015	32
3.2.1	Ajustamentos de 2014	32
3.2.2	Ajustamentos provisórios de 2015	37
4	DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS E DOS AJUSTAMENTOS PARA 2016	41
4.1	Atividade desenvolvida pelo agente comercial (diferencial de custo CAE)	41
4.1.1	Proveitos permitidos	41
4.1.2	Ajustamentos	44
4.2	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária da RNT	59
4.2.1	Atividade de Gestão Global do Sistema	59
4.2.1.1	Proveitos permitidos	59
4.2.1.2	Ajustamentos	69
4.2.2	Atividade de Transporte de Energia Elétrica	77
4.2.2.1	Proveitos permitidos	77
4.2.2.2	Ajustamentos	82
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	118
4.3.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	124
4.3.2.1	Proveitos permitidos	124
4.3.2.2	Ajustamentos	127
4.4	Atividades desenvolvidas pelo comercializador de último recurso	139
4.4.1	Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	140
4.4.1.1	Proveitos permitidos	140
4.4.1.2	Ajustamentos	146
4.4.2	Atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição	158
4.4.2.1	Proveitos permitidos	158
4.4.3	Atividade de Comercialização	158
4.4.3.1	Proveitos permitidos	159
4.5	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores	164

4.5.1	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	164
4.5.1.1	Proveitos permitidos	165
4.5.1.2	Ajustamentos	172
4.5.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	182
4.5.2.1	Proveitos permitidos	182
4.5.2.2	Ajustamentos	184
4.5.3	Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	190
4.5.3.1	Proveitos permitidos	191
4.5.3.2	Ajustamentos	193
4.5.4	Proveitos Permitidos à EDA para 2016.....	197
4.5.5	Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores.....	198
4.5.6	Proveitos a proporcionar por atividade na Região Autónoma do Açores em 2014	200
4.6	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma da Madeira	202
4.6.1	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	203
4.6.1.1	Proveitos permitidos	203
4.6.1.2	Ajustamentos	207
4.6.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	217
4.6.2.1	Proveitos permitidos	217
4.6.2.2	Ajustamentos	219
4.6.3	Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	224
4.6.3.1	Proveitos permitidos	225
4.6.3.2	Ajustamentos	227
4.6.4	Proveitos Permitidos à EEM para 2016	232
4.6.5	Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira.....	235
5	ANÁLISES COMPLEMENTARES	237
5.1	Preços de transferência	237
5.1.1	Enquadramento	237
5.1.3	Impacte da análise aos Preços de Transferência em Tarifas 2016.....	238
5.2	Custos de referência para o Comercializador de Último Recurso	238
5.2.1	Enquadramento	238
5.2.2	Atualização da Amostra	239
5.2.3	Caraterização dos Perfis da Amostra	240
5.2.4	Atualização das Matrizes de Custos de Referência	241
5.3	Aquisições de energia elétrica para fornecimento dos clientes do CUR	245
5.3.1	Enquadramento	245
5.3.2	Análise.....	246
6	ANÁLISE DO BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	259
6.1	Previsão da procura	259
6.2	Desvios da procura	261
7	INFORMAÇÃO RECEBIDA	267

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Evolução das <i>yields</i> das obrigações a 2 anos da República Portuguesa.....	10
Figura 2-2 - Evolução das <i>yields</i> das obrigações a 1 ano e a 2 anos da República Portuguesa.....	11
Figura 2-3 - Taxas <i>refi</i> e da facilidade de depósito do BCE e taxas Euribor a 1 e 12 meses	12
Figura 2-4 - Taxas <i>refi</i> e inflação.....	13
Figura 2-5 - <i>Yields</i> das obrigações a 2 anos de Portugal, Alemanha, França e Irlanda	14
Figura 2-6 - Preços médios do mercado diário em Portugal.....	17
Figura 2-7 - Preços médios do mercado diário em Espanha.....	18
Figura 2-8 - Diferencial de preço entre Portugal e Espanha.....	19
Figura 2-9 - Evolução do preço <i>spot</i> e dos mercados de futuros	20
Figura 2-10 - Preços médios mensais energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> (euros) base 100 2004.....	21
Figura 2-11 - Média móvel mensal preços <i>spot</i> energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> (euros) base 100 2004.....	22
Figura 2-12 - Energia transacionada no mercado ibérico por tecnologia	23
Figura 2-13 - Satisfação do consumo referido à emissão em Portugal	24
Figura 2-14 - Evolução preço <i>Brent</i> (EUR/bbl) entre 1992 e 2015	25
Figura 2-15 - Evolução preço diário <i>Brent</i> (EUR/bbl) entre 2014 e 2015	26
Figura 2-16 - Preço de futuros petróleo Brent para entrega em dezembro de 2016.....	27
Figura 2-17 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (USD/t).....	28
Figura 2-18 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (índice 2011=100, com base na cotação euros /ton).....	29
Figura 4-1 - Evolução do preço médio mensal de mercado no pólo português	48
Figura 4-2 - <i>Mark-up</i> em 2014.....	49
Figura 4-3 - Mecanismo de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia em 2014....	50
Figura 4-4 - Preço de mercado diário do MIBEL para os períodos horários (Cheias, Ponta e Vazio) e para todas as horas (base), em 2014 Média aritmética mensal.....	53
Figura 4-5 - Receita unitária das centrais com CAE (valor agregado Turbogás e Tejo Energia) para os períodos horários (Cheias, Ponta e Vazio) e para todas as horas (base), em 2014 Média mensal ponderada por volume negociado	54
Figura 4-6 - Quantidades produzidas previstas e estimadas.....	58
Figura 4-7 - Investimento a custos técnicos na atividade de Gestão Global do Sistema entre 2006 e 2016.....	60
Figura 4-8 - Compensação entre TSO	86
Figura 4-9 - Mecanismo de Incentivo ao Aumento da Disponibilidade dos Elementos da RNT e respetivos valores dos parâmetros para 2012-2014	88
Figura 4-10 - Ajustamento do montante dos CMEC por parcela	108
Figura 4-11 - Produção das centrais com CMEC e índice de produtividade hidroelétrica	109
Figura 4-12 - Receita unitária definida no cálculo do valor inicial dos CMEC e no cálculo da revisibilidade.....	110
Figura 4-13 - Evolução do encargo de energia unitário das centrais com CMEC.....	111

Figura 4-14 - Margem unitária de exploração das centrais com CMEC	112
Figura 4-15 - Mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição.....	134
Figura 4-16 - Evolução das perdas verificadas nas redes de distribuição no seu referencial da saída	135
Figura 4-17 - Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição	137
Figura 4-18 - Incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2014	139
Figura 4-19 - Evolução das quantidades da PRE por tecnologia	144
Figura 4-20 - Evolução do custo unitário PRE por tecnologia	145
Figura 4-21 - Peso de cada tecnologia no custo total da PRE	146
Figura 4-22 - Evolução do preço CIF do carvão (EUR/ton)	152
Figura 4-23 - Evolução do preço petróleo Brent (EUR/bbl)	153
Figura 4-24 - Custo unitário variável das centrais térmicas da EDA (EUR/MWh).....	166
Figura 4-25 - Custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica ocorrido e previstos	167
Figura 4-26 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA.....	172
Figura 4-27 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS.....	174
Figura 4-28 - Cotação das licenças de CO ₂ em mercado secundário em 2014 (EEX)	177
Figura 4-29 - Custos de transação de CO ₂ na RAA.....	178
Figura 4-30 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA.....	184
Figura 4-31 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE.....	187
Figura 4-32 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA.....	193
Figura 4-33 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de CEE.....	195
Figura 4-34 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EDA de 2003 a 2016	200
Figura 4-35 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM.....	207
Figura 4-36 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS.....	210
Figura 4-37 - Cotação das licenças de CO ₂ em mercado secundário em 2014 (EEX)	213
Figura 4-38 - Custos de transação de CO ₂ na RAM.....	214
Figura 4-39 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM	219
Figura 4-40- Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE.....	222
Figura 4-41 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM	227
Figura 4-42 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de CEE.....	230
Figura 4-43 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EEM	236
Figura 5-1 - Aspectos que condicionam os custos de referência para a atividade de CEE.....	239
Figura 5-2 - Caracterização da composição da amostra de comercializadores relativamente à dimensão	241

Figura 5-3 - Preços médios de mercado mensais, de 2010 a 2014	247
Figura 5-4 - Preços médios de mercado por hora, de 2010 a 2014	249
Figura 5-5 - Consumos do CUR em 2013 e 2014 por períodos (I, II, III e IV)	251
Figura 5-6 - Consumos médios dos clientes do CUR, preços médio por hora, preço médio anual do mercado e custo médio anual de aquisição do CUR, entre 2012 e 2014.....	253
Figura 5-7 - Desvios de consumos do CUR e por hora, em 2013 e 2014	254
Figura 5-8 - Desvios totais de consumos do CUR, em 2013 e 2014	255
Figura 5-9 - Custos totais com restrições técnicas imputadas ao CUR, em 2013 e 2014	256
Figura 5-10 - Estrutura do custo de aquisição de eletricidade pelo CUR, em 2013 e 2014	257
Figura 6-1 - Evolução do consumo referido à emissão em Portugal continental.....	261

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Previsões para o deflator do PIB	8
Quadro 2-2 - Previsões das empresas para o deflator do PIB	9
Quadro 2-3 - Taxas de juro e <i>spreads</i>	16
Quadro 2-4 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes para 2015 e para 2016	30
Quadro 3-1 - Proveitos permitidos em 2016 por atividade no Continente	31
Quadro 3-2 - Proveitos permitidos das Regiões Autónomas	32
Quadro 3-3 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2014 a refletir em 2016, no Continente	34
Quadro 3-4 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2014 a refletir em 2016, nas Regiões Autónomas.....	36
Quadro 3-5 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2015 a refletir em 2016, no Continente	38
Quadro 3-6 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2015 a refletir em 2016, nas Regiões Autónomas	39
Quadro 4-1 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE previsto para 2016.....	42
Quadro 4-2 - Principais pressupostos do cálculo do diferencial de custo previsto para 2016	43
Quadro 4-3 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica.....	44
Quadro 4-4 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade CVEE do Agente Comercial em 2014.....	45
Quadro 4-5 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE	46
Quadro 4-6 - Produção prevista e verificada.....	47
Quadro 4-7 - Custo variável unitário de produção sem CO ₂	47
Quadro 4-8 - Receita unitária de venda da energia elétrica	48
Quadro 4-9 - Proveitos com o mecanismo de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia em 2014.....	51
Quadro 4-10 - Volumes de contratação nos diferentes referenciais de mercado.....	52
Quadro 4-11 - Valores parciais e cálculo do prémio PAM do incentivo CAE em 2014	55
Quadro 4-12 - Proveitos Prémio de Adequação em Mercado em 2014	55
Quadro 4-13 - Cálculo do ajustamento provisório da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, em 2015.....	56
Quadro 4-14 - Análise do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE estimado para 2015.....	57
Quadro 4-15 - Pressupostos considerados.....	58
Quadro 4-16 - Custos de exploração líquidos de proveitos de exploração que não resultam da aplicação da tarifa de UGS.....	60
Quadro 4-17 - Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas	62
Quadro 4-18 - Custos com a convergência tarifária das RAs referentes a 2006 e 2007	62
Quadro 4-19 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos da Enondas.....	64

Quadro 4-20 – Montantes dos incentivos à garantia de potência e respetiva repercussão nos proveitos permitidos, desagregado por central	66
Quadro 4-21 - Proveitos permitidos na atividade de Gestão Global do Sistema.....	68
Quadro 4-22 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade GGS em 2014	70
Quadro 4-23 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	71
Quadro 4-24 - Custos de exploração afetos à gestão do sistema, líquidos dos proveitos de gestão do sistema que não resultam da aplicação da Tarifa de UGS.....	73
Quadro 4-25 - Resumo ajustamento PPEC t-2.....	76
Quadro 4-26 - Valor previsto do desvio da recuperação do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, pago durante o ano t-1.....	76
Quadro 4-27 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2015 da GGS.....	77
Quadro 4-28 - Imobilizado a custos de referência relativo a investimento transferido para exploração em 2015 e 2016	79
Quadro 4-29 - Incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil.....	80
Quadro 4-30 - Evolução dos montantes referentes a limpeza de florestas	81
Quadro 4-31 - Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica.....	82
Quadro 4-32 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade TEE em 2014	83
Quadro 4-33 - Cálculo dos custos incrementais em Tarifas de 2015	84
Quadro 4-34 - Impacte da aplicação do mecanismo na base de ativos em 2014	85
Quadro 4-35 - Custos de natureza ambiental	87
Quadro 4-36 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2015 da TEE.....	89
Quadro 4-37 - Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial.....	92
Quadro 4-38 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial referente a proveitos permitidos de 2016	93
Quadro 4-39 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRE de 2012 a 2016 nos proveitos permitidos de 2016	94
Quadro 4-40 - Diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial referente a proveitos permitidos de 2015	95
Quadro 4-41 - Amortização e juros da dívida tarifária	99
Quadro 4-42 - Financiamento da tarifa social referente a 2016 pelos produtores em regime ordinário.....	102
Quadro 4-43 - Ajustamento do montante dos CMEC	106
Quadro 4-44 - Estimativa da revisibilidade para 2015	114
Quadro 4-45 – CMEC 2016.....	116
Quadro 4-46 - Proveitos permitidos de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.....	117
Quadro 4-47 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	119
Quadro 4-48 - Ajustamento da Tarifa Social de 2014.....	120
Quadro 4-49 - Ajustamento do financiamento da Tarifa Social referente a 2014 por produtores em regime ordinário.....	121
Quadro 4-50 - Ajustamento da Tarifa Social de 2015.....	122

Quadro 4-51 - Desagregação do ajustamento em 2015 da Tarifa Social por empresa	123
Quadro 4-52 - Custos com plano de reestruturação de efetivos	125
Quadro 4-53 - Montantes associados a outros planos de ajustamento de efetivos	126
Quadro 4-54 - Proveitos permitidos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica	127
Quadro 4-55 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica	129
Quadro 4-56 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	131
Quadro 4-57 - Evolução dos indutores de custos no OPEX.....	132
Quadro 4-58 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2015 da DEE	133
Quadro 4-59 - Parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2012-2014	135
Quadro 4-60 - Aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição no período regulatório 2012-2014.....	136
Quadro 4-61 - Valores dos parâmetros de qualidade de serviço em vigor para 2014	138
Quadro 4-62 - Determinação do valor de energia distribuída e da energia não distribuída, em 2014	138
Quadro 4-63 - Valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2014	139
Quadro 4-64 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da sua procura.....	141
Quadro 4-65 - Custo de aquisição de energia elétrica à PRE	142
Quadro 4-66 - Ajustamentos do comercializador de último recurso no âmbito da função CVEE FC.....	147
Quadro 4-67 - Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes.....	148
Quadro 4-68 - Desvios custos da PRE	149
Quadro 4-69 - Cálculo do ajustamento da função Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial	150
Quadro 4-70 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes.....	151
Quadro 4-71 - Custo médio de aquisição de energia elétrica pelo CUR	152
Quadro 4-72 - Condições de referência para a previsão do custo médio de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso em 2014.....	153
Quadro 4-73 - Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2.....	154
Quadro 4-74 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura.....	155
Quadro 4-75 - Cálculo do ajustamento na função de Compra e Venda de Energia Elétrica da produção em regime especial	156
Quadro 4-76 - Cálculo do ajustamento na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes.....	157
Quadro 4-77 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição	158
Quadro 4-78 - Proveitos permitidos à atividade de Comercialização	160
Quadro 4-79 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização	163
Quadro 4-80 - Custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EDA	165

Quadro 4-81 - Custo unitário dos combustíveis	166
Quadro 4-82 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo das tarifas de 2016	168
Quadro 4-83 - Custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores do sistema independente	168
Quadro 4-84 - Custos da energia elétrica adquirida	169
Quadro 4-85 - Desagregação dos custos de exploração aceites pela ERSE	170
Quadro 4-86 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA.....	171
Quadro 4-87 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	173
Quadro 4-88 - Custos com aquisição de energia elétrica ao SIA	174
Quadro 4-89 - Custos com combustíveis previstos e verificados	175
Quadro 4-90 - Determinação dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais.....	176
Quadro 4-91 - Custo com transporte do fuelóleo dentro das ilhas	176
Quadro 4-92 - Cálculo do ajustamento resultante da convergência tarifária nacional	179
Quadro 4-93 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	180
Quadro 4-94 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS.....	181
Quadro 4-95 - Ajustamento provisório da tarifa social	182
Quadro 4-96 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA	183
Quadro 4-97 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica	186
Quadro 4-98 - Energia entregue pelas redes da distribuição	188
Quadro 4-99 - Número médio de clientes	188
Quadro 4-100 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	189
Quadro 4-101 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE.....	190
Quadro 4-102 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA	192
Quadro 4-103 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica	194
Quadro 4-104 - Número médio de clientes	196
Quadro 4-105 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE.....	197
Quadro 4-106 - Proveitos permitidos à EDA para 2016.....	197
Quadro 4-107 - Proveitos permitidos à EDA, para 2016, excluindo ajustamentos de t-2 e de t-1	198
Quadro 4-108 - Custo com a convergência tarifária da RAA.....	199
Quadro 4-109 - Proveitos permitidos em 2014 e ajustamentos em 2016, na RAA	201
Quadro 4-110 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo para tarifas de 2016	204
Quadro 4-111 - Custos aceites com outros combustíveis e lubrificantes	204
Quadro 4-112 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM	206

Quadro 4-113 - Cálculo do ajustamento na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	209
Quadro 4-114 - Custos com a Aquisição de Energia Elétrica aos outros produtores do SPM.....	210
Quadro 4-115 - Custos Permitidos com a Aquisição de Energia Elétrica ao SIM	211
Quadro 4-116 - Aquisição de Energia Elétrica ao SIM	211
Quadro 4-117 - Comparação entre os custos com os combustíveis em 2014 previstos e ocorridos..	212
Quadro 4-118 - Custos com o fuelóleo em 2014	212
Quadro 4-119 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	215
Quadro 4-120 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS	216
Quadro 4-121 - Ajustamento provisório da tarifa social	217
Quadro 4-122 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM.....	218
Quadro 4-123 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica	221
Quadro 4-124 - Energia entregue pelas redes de distribuição	222
Quadro 4-125 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	223
Quadro 4-126 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE.....	224
Quadro 4-127 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM	226
Quadro 4-128 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização de Energia Elétrica	229
Quadro 4-129 - Número médio de clientes	230
Quadro 4-130 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE.....	231
Quadro 4-131 - Proveitos permitidos da EEM.....	232
Quadro 4-132 - Proveitos permitidos da EEM, excluindo o ajustamento de t-2	232
Quadro 4-133 – Ajustamento da EEM em 2014	234
Quadro 4-134 - Custo com a convergência tarifária na RAM	235
Quadro 5-1 - Estatística descritivas	242
Quadro 5-2 - Matriz de correlações.....	243
Quadro 5-3 - Matriz de custos de referência para o conjunto de comercializadores (<i>utilities</i>).....	244
Quadro 5-4 - Matriz de custos de referência para os comercializadores de energia elétrica.....	244
Quadro 6-1 - Previsões da emissão para a rede pública em Portugal continental para 2015 a 2016.....	260
Quadro 6-2 - Consumo referido à emissão	262
Quadro 6-3 - Balanço de energia elétrica da EDP Distribuição	263
Quadro 6-4 - Balanço de energia elétrica da EDA.....	264
Quadro 6-5 - Balanço de energia elétrica da EEM	266

1 INTRODUÇÃO

Os proveitos permitidos para as atividades reguladas a recuperar por aplicação das tarifas definidas para 2016 foram calculados nos termos do Regulamento Tarifário (RT) em vigor.

Os parâmetros e metodologias regulatórias aplicados no cálculo dos proveitos permitidos de 2016 foram explanados no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017” que acompanhou o documento “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de 2015-2017”, de dezembro de 2014.

A definição dos proveitos para o ano de definição de tarifas assenta no cálculo dos proveitos permitidos para esse ano, com base em previsões para a evolução da atividade, e no cálculo dos ajustamentos dos proveitos permitidos dos dois anos anteriores. O cálculo e a análise dos fatores que justificam esses ajustamentos, relativos a 2014 e 2015 para a definição de tarifas de 2016, encontram-se neste documento, ao nível de cada atividade regulada.

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 reflitam os sinais pretendidos e cumpram o definido no Regulamento Tarifário. Para o presente processo tarifário, são analisados os dados reais com impacte no cálculo dos proveitos permitidos de 2014 e os valores estimados para os custos com impacte nos proveitos permitidos de 2015. Relativamente a 2014, faz-se uma análise do balanço de energia elétrica e das contas reguladas, por atividade, das empresas reguladas (REN, REN Trading, 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 2014. 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 2015, 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 CAPEX¹ 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 2014, bem como a atualização financeira estão de acordo com o 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. As referências a artigos, designações e siglas utilizadas ao

¹ *Capital expenditure*, de um modo geral correspondem aos custos de capital.

longo deste documento, no que se referem aos ajustamentos de 2015, bem como a atualização financeira estão de acordo com o RT, na redação que lhe foi dada pelo Regulamento n.º 551/2014, de 15 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 2016, 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 2016”, 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;
- 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 2016

Durante o ano de 2015, verificaram-se pontuais alterações legislativas e regulamentares que deverão ser consideradas no cálculo dos proveitos permitidos das atividades reguladas para 2016 cuja descrição sumária consta no quadro que de seguida se apresenta:

Diploma	Descrição	Atividade regulada
Portaria n.º 278-B/2014 de 29 de dezembro	Primeira alteração à Portaria n.º 275-A/2011, de 30 de setembro que fixa a percentagem do apoio social extraordinário ao consumidor de energia a aplicar nas faturas de eletricidade e de gás natural aos clientes finais elegíveis e primeira alteração à Portaria n.º 275-B/2011, de 30 de setembro que estabelece os procedimentos, os modelos e as demais condições necessárias à atribuição, aplicação e manutenção do apoio social extraordinário ao consumidor de energia.	Comercialização
Portaria n.º 278-C/2014 de 29 de dezembro	Estabelece os procedimentos e as demais condições necessários à atribuição, aplicação e manutenção da tarifa social estabelecida no Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro e revoga a Portaria n.º 1334/2010, de 31 de dezembro.	Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte
Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro	Altera os Decretos-Leis n.ºs 74/2012, de 26 de março, 75/2012, de 26 de março, 66/2010, de 11 de junho, e 104/2010, de 29 de setembro. Procede à alteração da forma de fixação do período de aplicação das respetivas tarifas transitórias para fornecimentos de gás natural e	Comercialização

Diploma	Descrição	Atividade regulada
	eletricidade aos clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³ e com consumos em baixa tensão normal e uniformiza o mecanismo de fixação do fator de agravamento das tarifas transitórias.	
Portaria n.º 15/2015, de 23 de janeiro	Procede à fixação da tarifa de referência aplicável à energia elétrica produzida através de unidades de pequena produção prevista no n.º1 do artigo 31.º do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro.	Compra e Venda de Energia Elétrica do CUR
Diretiva n.º 4/2015, de 12 de fevereiro	Define os valores definitivos dos Parâmetros para determinação da taxa a aplicar à transferência intertemporal, referentes aos sobrecustos com aquisição de eletricidade a produtores em regime especial, nos termos da Portaria n.º 279/2011, de 13 de outubro.	Compra e Venda de Energia Elétrica do CUR
Portaria n.º 97/2015, de 30 de março	Procede à segunda alteração à Portaria n.º 59/2013, de 11 de fevereiro, à primeira alteração à Portaria n.º 27/2014, de 4 de fevereiro e fixa em 31 de dezembro de 2017, a data de aplicação das tarifas transitórias de venda a clientes finais de gás natural com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³ e de eletricidade com consumos em baixa tensão normal.	Compra e Venda de Energia Elétrica Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte Comercialização
Portaria n.º 102/2015, de 7 de abril	Estabelece os procedimentos para injeção de energia adicional e para autorização do sobre-equipamento de centros eletroprodutores eólicos, bem como os requisitos para a dispensa de telecontagem individualizada da energia do sobre-equipamento, e define as taxas aplicáveis aos procedimentos no âmbito do sobre-equipamento.	Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

Diploma	Descrição	Atividade regulada
Lei n.º 33/2015, de 27 de abril	Segunda alteração ao regime que cria a contribuição extraordinária sobre o setor energético, aprovado pelo artigo 228.º da Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro.	Gestão Global do Sistema
Decreto-Lei n.º 68-A/2015, de 30 de abril	Estabelece disposições em matéria de eficiência energética e produção em cogeração, transpondo a Diretiva n.º 2012/27/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2012, relativa à eficiência energética.	Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE
Portaria n.º 157-B/2015, de 28 de maio	Define os parâmetros e valores para apuramento da taxa de desconto a aplicar na contribuição extraordinária sobre o setor energético previstos no Anexo I do artigo 228.º da Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro.	Gestão Global do Sistema
Portaria n.º 133/2015, de 15 de maio	Procede à primeira alteração da Portaria n.º 243/2013, de 2 de agosto, que estabelece os termos, condições e critérios de atribuição da reserva de capacidade de injeção de potência na rede elétrica de serviço público (RESP).	Compra e Venda de Energia Elétrica do CUR
Portaria n.º 202/2015, de 13 de julho	Estabelece o regime remuneratório aplicável à produção de energia renovável de fonte ou localização oceânica por centros eletroprodutores com recurso a tecnologias em fase de experimentação ou pré-comercial.	Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE
Portaria n.º 221/2015, de 24 de julho	Altera os parâmetros e o limite máximo de remuneração do serviço de interruptabilidade previsto na Portaria n.º 1308/2010, de 23 de dezembro, na sua redação atual.	Compra e Venda de Energia Elétrica do CUR

Diploma	Descrição	Atividade regulada
Portaria n.º 225/2015, de 30 de julho	Primeira alteração à Portaria n.º 288/2013, de 20 de setembro que estabelece o procedimento de elaboração do estudo sobre os impactos de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia e os seus efeitos redistributivos nas diversas rubricas de proveitos que influem nas tarifas de energia elétrica, e o mecanismo de repartição dos custos de interesse económico geral a suportar pelos produtores de energia em regime ordinário e outros produtores não enquadrados no regime de remuneração garantida.	Compra e Venda de Energia Elétrica do CUR
Diretiva n.º 14/2015, de 7 de agosto	Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de energia elétrica em Portugal continental.	Distribuição de Energia Elétrica
Portaria n.º 237/2015, 12 de agosto	Altera a Portaria n.º 278-C/2014, de 29 de dezembro, que estabelece os procedimentos e as demais condições necessárias à atribuição, aplicação e manutenção da tarifa social.	Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte
Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto	Procede à sexta alteração ao Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação atual, que estabelece regras comuns para o mercado interno de eletricidade. Altera o artigo 73.º-A, introduzindo o n.º 8.	Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

Diploma	Descrição	Atividade regulada
Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro	Terceira alteração da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, que estabelece os critérios para a repercussão diferenciada dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral na tarifa de uso global do sistema aplicável às atividades do Sistema Elétrico Nacional e primeira alteração à Portaria n.º 108-A/2015 que procede à definição do mecanismo de determinação do fator de agravamento incluído na tarifa transitória de venda a clientes finais de gás natural, prevendo a sua aplicação subsidiária ao setor elétrico.	Tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte
Despacho do Secretário de Estado da Energia n.º 11566-A/2015, de 15 de outubro	Estabelece os parâmetros necessários para o processo de determinação das tarifas reguladas do Setor Elétrico Nacional.	Tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte
Despacho do Secretário de Estado da Energia n.º 11566-B/2015, de 15 de outubro	Despacho que determina a distribuição do produto da contribuição extraordinária sobre o setor energético alocado à cobertura de encargos decorrentes da redução da dívida tarifária do Sistema Elétrico Nacional	Tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte

2.2 VARIÁVEIS MONETÁRIAS

Os valores dos proveitos permitidos para 2016 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 2016", 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 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 neste indicador do efeito da inflação 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 2016.

As previsões de organismos nacionais e internacionais para o deflator do PIB, para Portugal em 2015 e 2016, são apresentadas no Quadro 2-1.

Quadro 2-1 - Previsões para o deflator do PIB

Unidade: %

	FMI	CE	OCDE	MF
2015	1,0	1,3	0,5	1,3
2016	1,3	1,4	0,4	1,4

Fontes: FMI – World Economic Outlook, outubro/ 2015; Comissão Europeia (CE) - Previsões económicas Primavera 2015, Maio 2015; OCDE - Economic Outlook N. 97, junho 2015; Ministério das Finanças (MF), Programa de Estabilidade 2015-2019, abril 2015; P - Previsões

As previsões das empresas para 2015 e 2016 encontram-se sintetizadas no Quadro 2-2.

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

Unidade: %

	REN	EDP Distribuição	EDP Serviço Universal	EDA	EEM
2015	1,4	1,3	1,3	0,5	0,63
2016	1,4	1,4	1,4	1,0	1,3

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

O IPIB adotado pela ERSE para 2016 é de 1,4% e corresponde à previsão da Comissão Europeia e do Ministério das Finanças²,

O IPIB adotado pela ERSE para 2015, definido no Regulamento Tarifário em vigor, corresponde à variação terminada no segundo trimestre de 2015 publicada pelo INE, cujo valor é 0,82% (este valor já reflete a implementação do novo Sistema Europeu de Contas 2010 (SEC 2010) na nova Base 2011 das Contas Nacionais Portuguesas³).

SPREAD A APLICAR AOS AJUSTAMENTOS DE 2015

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%. Neste sentido, na definição do *spread* a aplicar aos ajustamentos de 2015 (t-1), torna-se relevante uma análise da evolução recente e perspectivas das taxas de juro de curto e médio prazo.

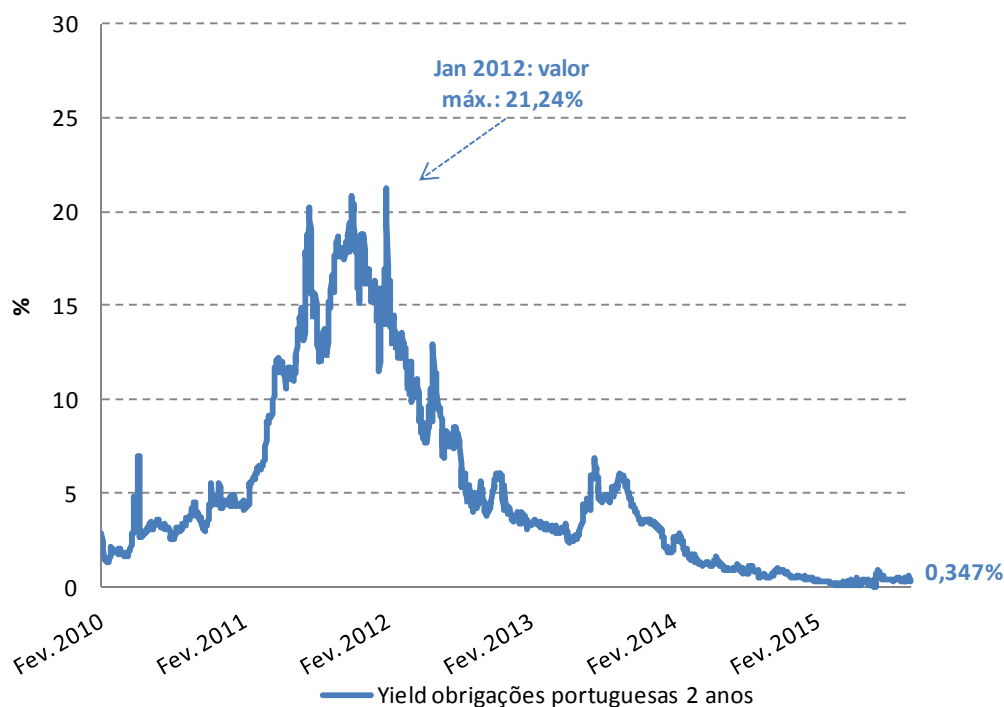
No seguimento da expansão da crise das dívidas soberanas na Europa, nomeadamente dos países da periferia, registou-se uma subida acentuada das *yields* das obrigações soberanas até ao primeiro trimestre de 2012. Após esta subida, registou-se um movimento descendente. Na Figura 2-1 *infra*, podemos observar para o caso específico da evolução das *yields* das obrigações a 2 anos da República Portuguesa a queda acentuada das *yields* após o máximo de 2012, com algumas oscilações,

² O cenário macroeconómico adotado pela ERSE corresponde à informação disponível até ao dia 8 de outubro de 2015.

³ 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).

nomeadamente a subida das *yields* decorrente da crise política de julho de 2013. Atualmente, as taxas de juro encontram-se em níveis historicamente baixos, tendo-se observado um mínimo histórico de 0,040% nas *yields* das obrigações a 2 anos da República Portuguesa no final de junho de 2015.

Figura 2-1 - Evolução das *yields* das obrigações a 2 anos da República Portuguesa

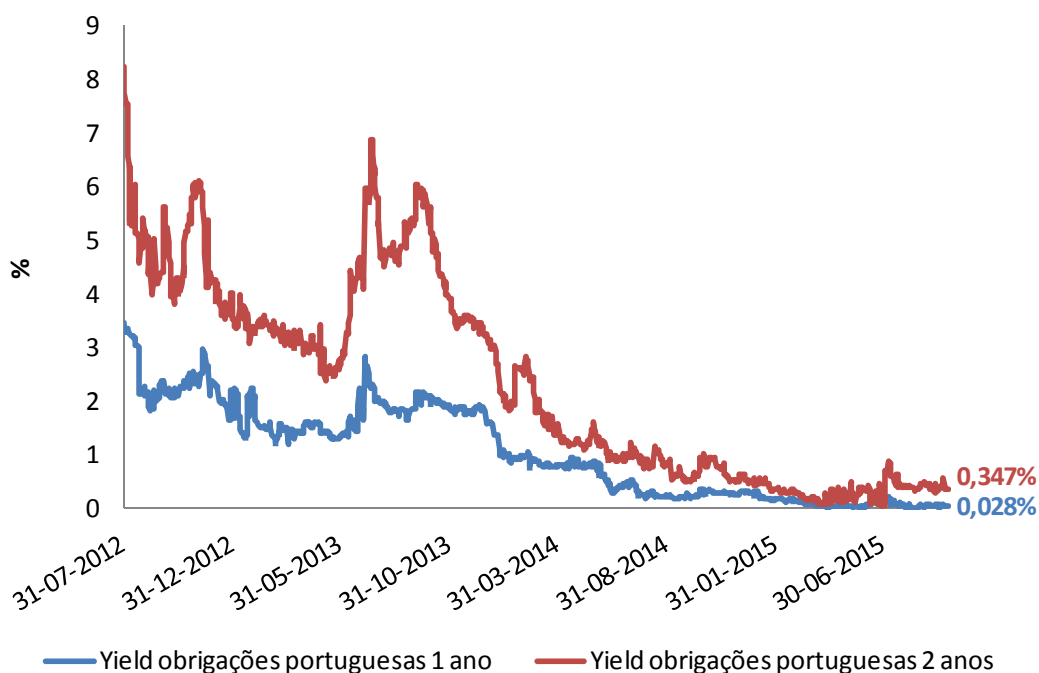


Fonte: ERSE, Reuters

Num prazo mais curto, a cotação das *yields* das obrigações a 1 ano da República Portuguesa tem registado, de forma quase sistemática, valores inferiores aos observados para a cotação das *yields* das obrigações a 2 anos da República Portuguesa, como se pode observar na Figura 2-2.

Os valores das *yields* das obrigações a 1 ano da República Portuguesa aproximaram-se de zero na segunda metade de 2015, com um registo mínimo de 0,008% em agosto do corrente ano, tendo registado no final de setembro de 2015 um valor de 0,028%.

Figura 2-2 - Evolução das yields das obrigações a 1 ano e a 2 anos da República Portuguesa

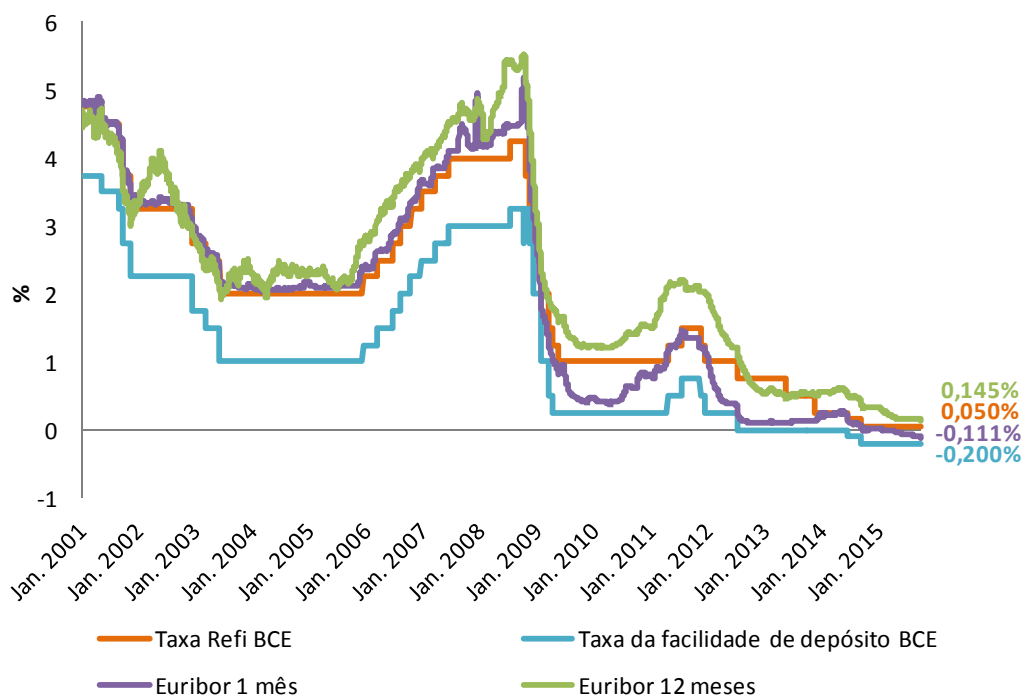


Fonte: ERSE, Reuters

Em termos de política monetária e evolução das taxas de juro do mercado monetário interbancário, pode-se observar na Figura 2-3 a evolução das taxas *refi*⁴ e da facilidade de depósito do BCE e das taxas Euribor a 1 e 12 meses. Nesta figura destacam-se 2 movimentos de queda das taxas de juro Euribor na sua evolução mais recente: uma queda em junho de 2014 e uma nova descida em setembro de 2014. Estes movimentos foram fruto das alterações de política monetária do BCE. Nestas alterações de política monetária destaca-se, em junho de 2014, a alteração da taxa juro da facilidade de depósito de 0% para um valor negativo (-0,1%). Em setembro de 2014, o BCE reduziu, novamente, as taxas de juro de referência em 10 pontos base (a taxa *refi* para 0,05% e a taxa da facilidade de depósito para -0,20%).

⁴ Taxa de juro do BCE aplicável às operações principais de refinanciamento do Eurosistema.

Figura 2-3 - Taxas *refi* e da facilidade de depósito do BCE e taxas Euribor a 1 e 12 meses



Fonte: ERSE, Reuters

Desde o início de 2015, as cotações mais elevadas para as Euribor a 1 e 12 meses corresponderam a 0,018% e 0,325%, respetivamente, e as cotações mais baixas para as Euribor a 1 e 12 meses corresponderam a -0,111% e 0,145%, respetivamente.

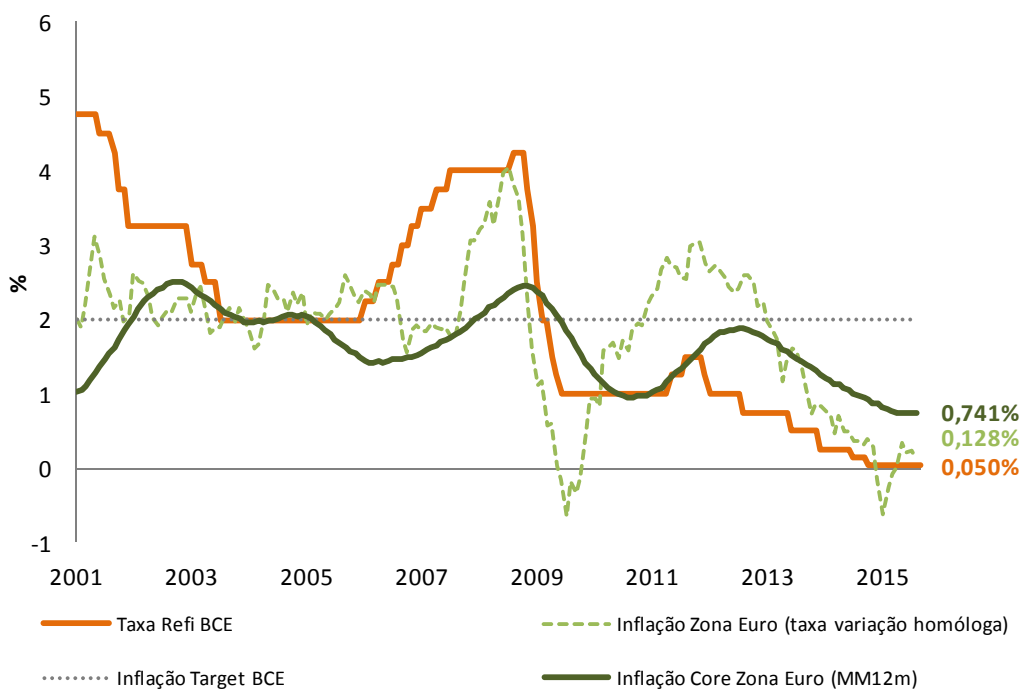
É expectável que estes níveis de taxas de juro historicamente baixas se possam prolongar por um período de tempo alargado, dado os atuais níveis de (des)inflação da Zona Euro e do programa de compra de dívida anunciado pelo BCE, cujos responsáveis esperam que possa ajudar a atingir o objetivo primordial do BCE de manutenção da estabilidade dos preços, que se concretiza num objetivo de uma inflação próxima, mas abaixo, de 2% no médio prazo, um *target* que está cada vez mais longe dos atuais níveis de inflação.

A inflação média anual *core* da Zona Euro encontra-se em mínimos históricos, próximo de zero e a desinflação é uma realidade que está a preocupar os responsáveis do BCE pela política monetária da Zona Euro.

Na Figura 2-4 *infra* pode-se observar que a inflação *core* média anual diminuiu em 2015 para mínimos históricos, tendo registado um valor de 0,74% em agosto, com a variação homóloga da inflação *headline* a registar valores negativos no primeiro trimestre de 2015 (com um mínimo de -0,6% em janeiro de 2015). Recentemente o BCE, nas suas últimas previsões em setembro de 2015, e reconhecendo o aumento dos riscos globais, reviu em baixa as previsões de crescimento e inflação, admitindo a possibilidade de um reforço dos estímulos monetários. Nesta revisão em baixa, o BCE apresentou

previsões de inflação na Zona Euro para 2015-2017. Para 2015 a nova previsão é de 0,1% (vs. 0,3% anterior), para 2016 é de 1,1% (vs. 1,5%) e para 2017 o BCE prevê uma inflação de 1,7%, numa previsão de convergência para o *target* de 2%.

Figura 2-4 - Taxas refi e inflação

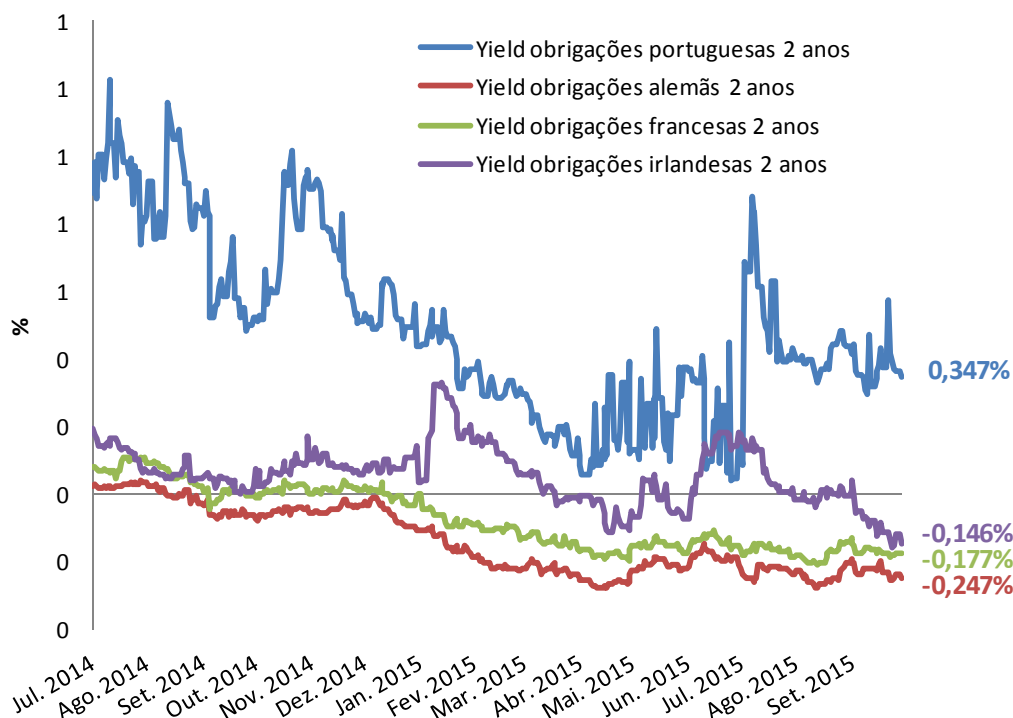


Fonte: ERSE, Reuters

A ameaça de deflação é um dos principais fatores que levaram ao anúncio das operações de compra de dívida por parte do BCE, em janeiro de 2015, no âmbito do seu programa de *Quantitative Easing* (QE), com o objetivo de uma aquisição mensal anunciada de 60 mil milhões de euros de títulos de dívida, a partir de março, com vista a elevar as expectativas de inflação e estimular a concessão de crédito. É de salientar que a queda do preço do petróleo, de cerca de 116 USD/bbl, em junho de 2014, para valores abaixo dos 50 USD/bbl desde agosto de 2015 (em setembro registou-se um valor médio de 47,5 USD/bbl), é um outro fator adicional que poderá pressionar os preços em baixa. Com todos estes fatores, é de esperar que a taxa de referência do BCE se mantenha em valores próximos de zero por um prolongado período de tempo.

O impacto do programa de QE do BCE é notório nas emissões de dívida da França e da Irlanda (para além das emissões de dívida da Alemanha), com *yields* negativas. Na Figura 2-5 podemos observar que as *yields* das obrigações francesas atingiram -0,21% em agosto de 2015 e as irlandesas registaram um valor mínimo de -0,16% em setembro de 2015.

Figura 2-5 - Yields das obrigações a 2 anos de Portugal, Alemanha, França e Irlanda



Fonte: ERSE, Reuters

Esta queda nas taxas de juro traduz a melhoria das condições de financiamento na união monetária, sobretudo nas economias da periferia, numa tentativa de estimular a concessão de crédito e a atividade económica e, deste modo, de dinamizar o investimento e o consumo.

Esta melhoria gradual das condições financeiras poderá demorar a ter impacto visível nos níveis de inflação, esperando-se, por isso, que este baixo nível de taxas de juro e estas melhorias das condições de financiamento se possam prolongar por um período de tempo alargado.

Neste contexto, entende-se que se justifica uma diminuição do valor do *spread* para 2015, passando para um valor de 0,5 pp, inferior ao *spread* do ano 2014 que foi definido para um valor de 1,5 pp (que passa a ser o *spread* para t-2), proporcional à variação verificada no mesmo período nas taxas de financiamento.

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 média de juro EURIBOR a doze meses, calculada com base nos valores diários ocorridos entre 1 de janeiro e 15 de novembro de 2015 (t-1), é de 0,5 pp.

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

O Despacho nº 14451-A/2014 de 28 de novembro, da Secretaria de Estado da Energia, aprovada nos termos do disposto no nº 6 do artigo 2º da Portaria nº 279/2011, de 17 de outubro, na redação da Portaria nº 146/2013, de 11 de abril, estabelece a taxa de remuneração do alisamento quinquenal dos proveitos permitidos referentes aos sobrecustos com a aquisição de eletricidade a produtores em regime especial para tarifas aprovadas a partir de janeiro de 2015, de acordo com a metodologia definida no artigo 73º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, recentemente alterado pelo Decreto- Lei nº 178/2015, de 27 de agosto.

Por aplicação da referida metodologia, a taxa de juro para 2015, a título definitivo é de 3,01%. A título provisório para 2016 e face à evolução dos principais indicadores financeiros observada nos últimos meses, a taxa aplicada provisoriamente é de 3,01%. Em 2016, será calculada a taxa definitiva nos termos da legislação em vigor.

CONJUNTO DAS TAXAS DE JURO E SPREADS A APLICAR NO CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS EM 2016

No seguimento do referido, o Quadro 2-3 apresenta as taxas de juros e *spreads* utilizadas no cálculo dos proveitos permitidos para 2016.

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

	2016
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de 2014, para cálculo dos ajustamentos de 2014	0,48%
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11, para cálculo dos ajustamentos de 2014 e de 2015	0,18%
<i>Spread</i> no ano 2014 para cálculo dos ajustamentos de 2014	1,50 p.p.
<i>Spread</i> no ano 2015 para cálculo dos ajustamentos de 2015 e dos ajustamentos de 2014	0,50 p.p.
Taxa de juro EURIBOR a três meses, no último dia de junho de 2015, para cálculo das rendas dos défices tarifários acrescida de <i>spread</i>	-0,01%
<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 2015	3,01%
Taxa provisória aplicável para o alisamento quinquenal do sobrecusto com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, referente a tarifas de 2016	3,01%
Taxa média de financiamento da EDP – Energias de Portugal, SA, aplicável ao saldo acumulado da conta de correção de hidraulicidade para 2014	4,70%

2.3 CUSTOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

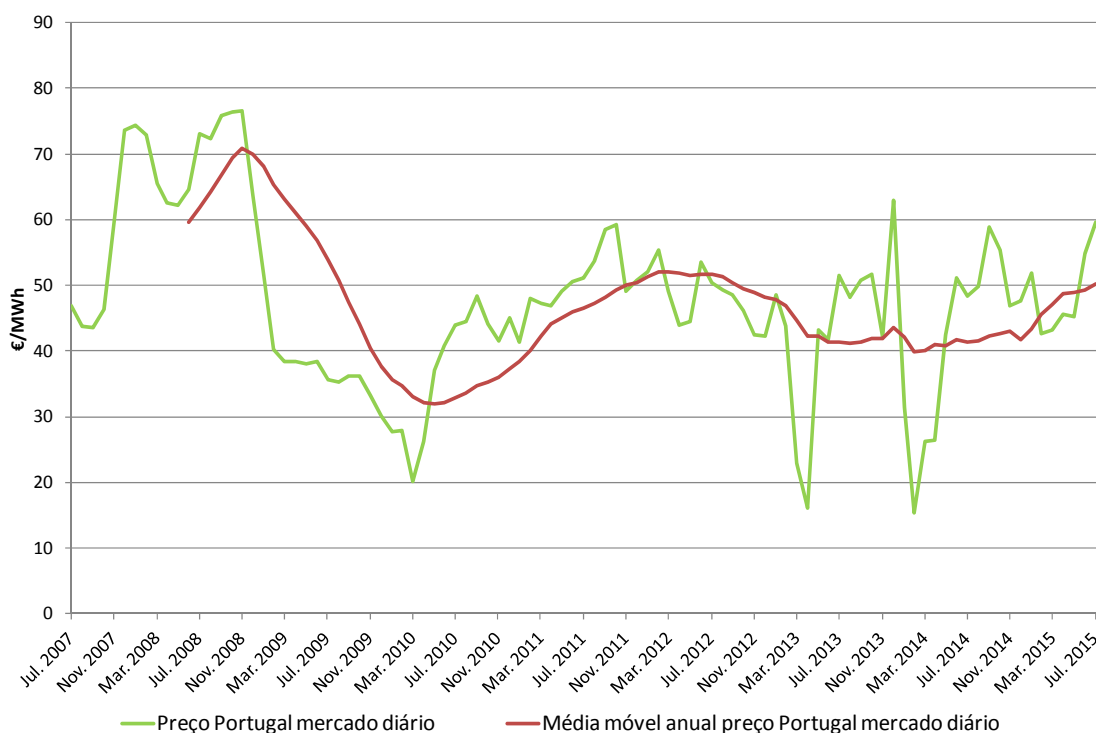
EVOLUÇÃO DOS PREÇOS EM PORTUGAL E ESPANHA

O preço da energia elétrica no mercado diário⁵ 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), seguida de uma tendência de subida do preço médio anual, para valores acima dos 40 €/MWh. Posteriormente, desde o início de 2011 até setembro de 2015, registaram-se

⁵ Média aritmética mensal dos preços horários do mercado diário.

valores num intervalo de preços entre os 40 €/MWh e os 52 €/MWh. O preço médio entre janeiro e setembro de 2015 fixou-se em torno de 50,0 €/MWh. A relativa estabilidade da média anual, observável na figura infra, assenta numa grande volatilidade do preço médio mensal, que decorre em grande parte de fatores sazonais, designadamente os fatores climatéricos.

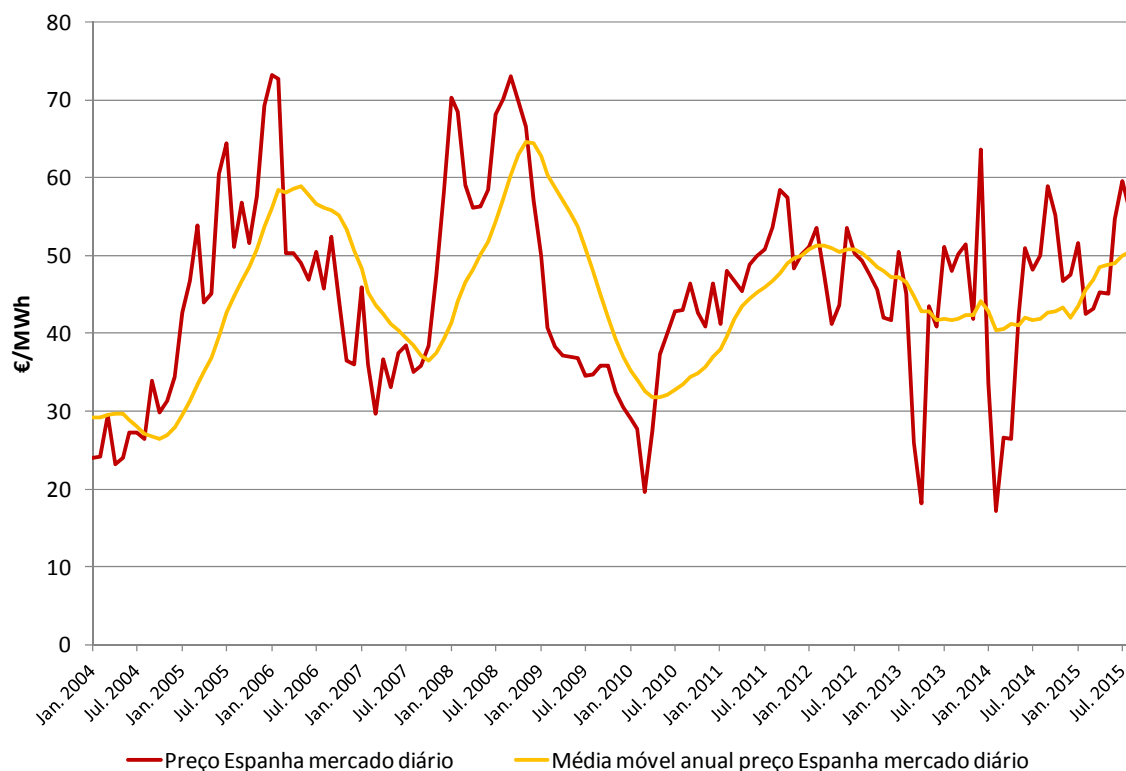
Figura 2-6 - Preços médios do mercado diário em Portugal



Fonte: ERSE, OMEL

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

Figura 2-7 - Preços médios do mercado diário em Espanha



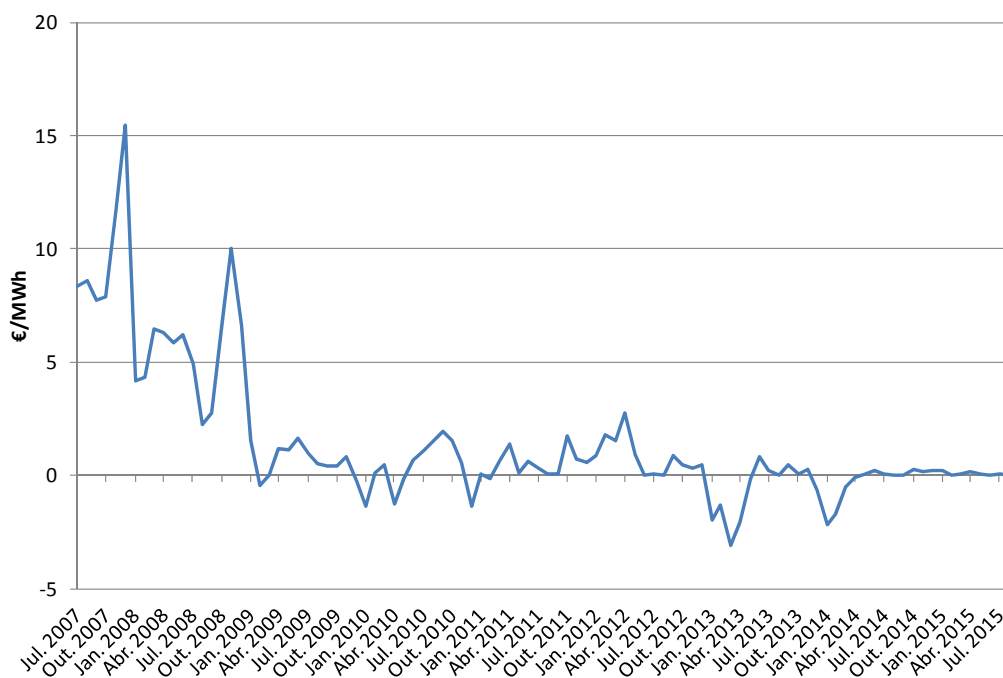
Fonte: ERSE, OMEL

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, de maior duração e, desde abril de 2014, com uma volatilidade muito baixa deste diferencial de preços, em torno de zero.

Paralelamente, o diferencial de preços entre os mercados grossistas de Espanha e de Portugal, por um lado, e os restantes mercados europeus tem sido substancial. Os últimos dados à disposição não permitem concluir que tenha havido uma alteração visível desta diferença após o reforço da interligação entre Espanha e França, terminado no final do primeiro trimestre de 2015⁶. Deste modo, qualquer análise do preço de energia elétrica em Portugal deverá continuar a ter por base os mercados grossistas de Espanha e Portugal.

⁶ A capacidade da interligação entre Espanha e França passou de 1400 MW, para 2800 MW, o que representa cerca de 6% da potência instalada em Espanha, ainda assim abaixo do limite mínimo de 10% da potência instalada, definido pela Comissão Europeia como objetivo para as interligações entre Estados-Membros até 2020.

Figura -2-8 - Diferencial de preço entre Portugal e Espanha

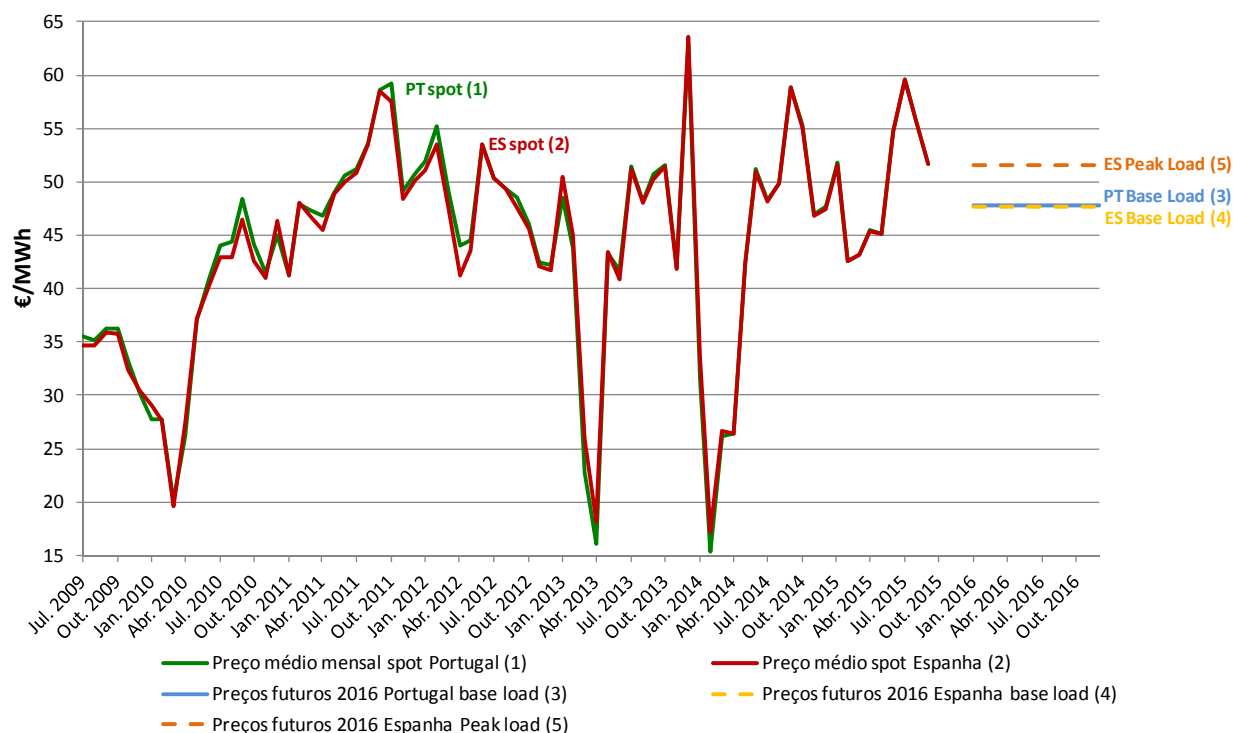


Fonte: ERSE, OMEL

Face à atual integração dos mercados, cuja tendência deverá intensificar-se com o reforço das interligações das redes de transporte de Portugal e Espanha, constata-se que os preços de energia elétrica em Portugal estão fortemente dependentes das condições de mercado em Espanha. Com a implementação em 2013, em Espanha, de um conjunto de medidas que visaram diminuir o *deficit* tarifário no país vizinho, alteraram-se as condições de mercado, uma vez que essas medidas materializaram-se na aplicação de impostos que incidem tanto sobre as receitas dos produtores de energia elétrica, como sobre a produção de energia elétrica de origem nuclear ou hídrica bem como, ainda, da aplicação de taxas sobre combustíveis de origem fósseis.

Em termos de previsões para 2016, os preços dos contratos de futuros no OMIP para entregas em 2016 apontam para a diminuição dos preços de energia face aos valores registados em setembro de 2015, respetivamente de cerca de 4 €/MWh, para 47,9 €/MWh no que diz respeito a contratos *base load*, e de cerca 2 €/MWh nos contratos *peak load*, para 51,7 €/MWh.

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



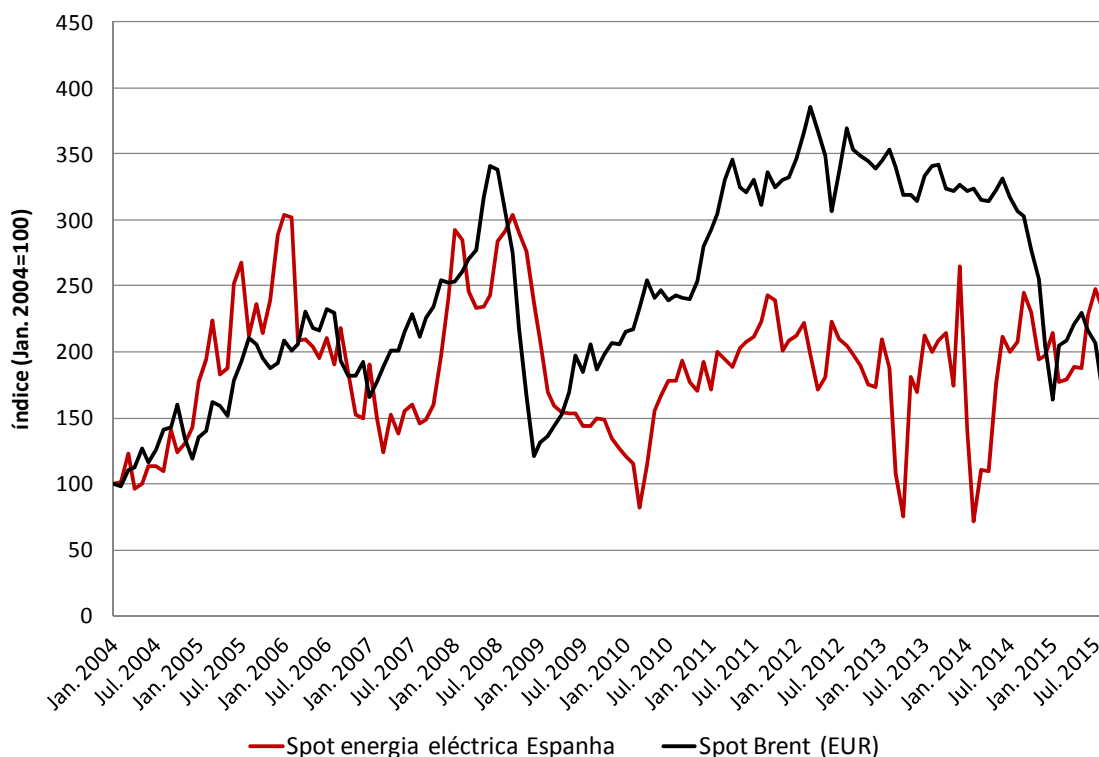
Fonte: ERSE, OMIP

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 2-10, 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 2-10 - Preços médios mensais energia elétrica em Espanha e Brent (euros)
base 100 2004**



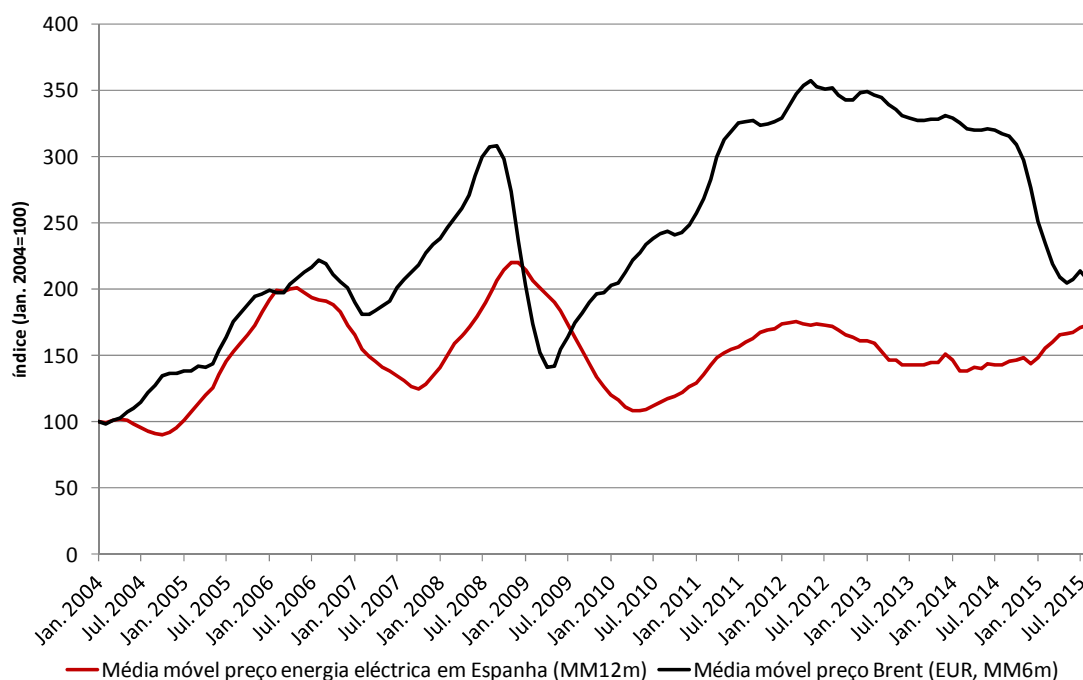
Fonte: ERSE, OMEL

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 2-11 comparam-se as médias móveis dos preços da energia elétrica no mercado grossista espanhol, desde 2004⁷, e do preço do petróleo desfasado em dois trimestres.

⁷ A referência ao mercado espanhol tem como finalidade obter uma série mais longa.

**Figura 2-11 - Média móvel mensal preços *spot* energia elétrica em Espanha e Brent (euros)
base 100 2004**



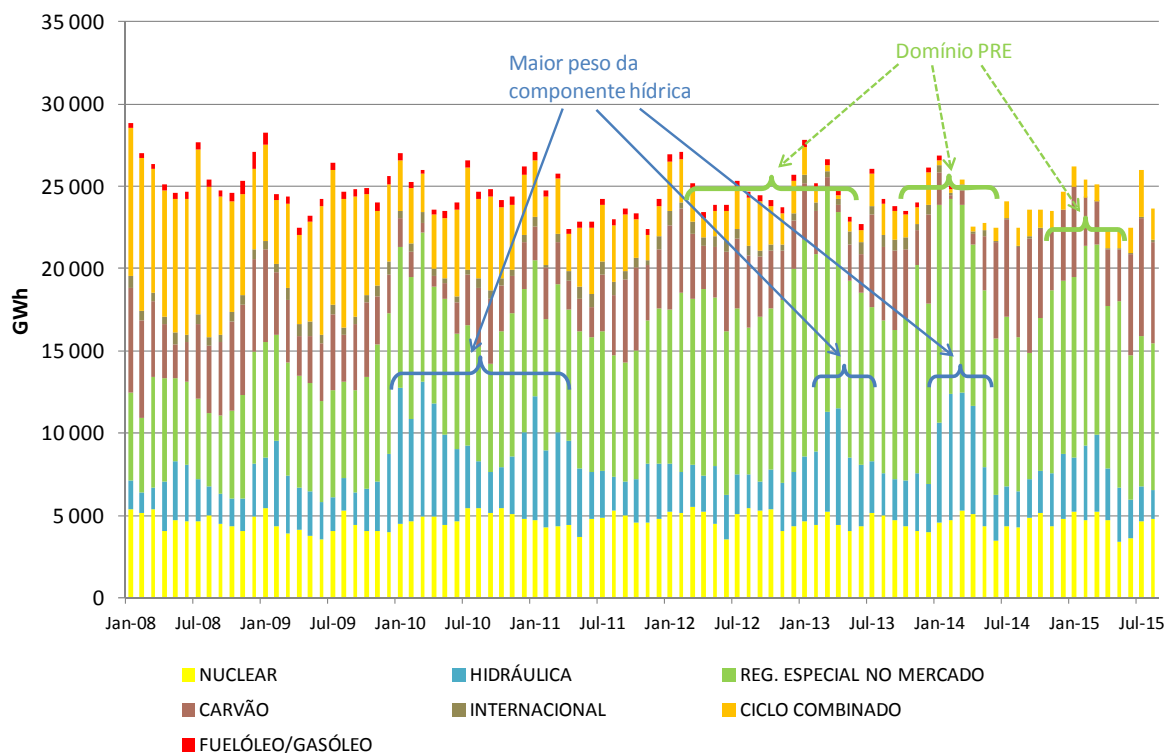
Fonte: ERSE, OMEL

A observação da Figura 2-11 reforça a conclusão de que o impacto do preço do petróleo na formação do preço de energia elétrica diminuiu a partir de 2009. A evolução do preço do petróleo tem atualmente um impacto reduzido na evolução do preço de 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.

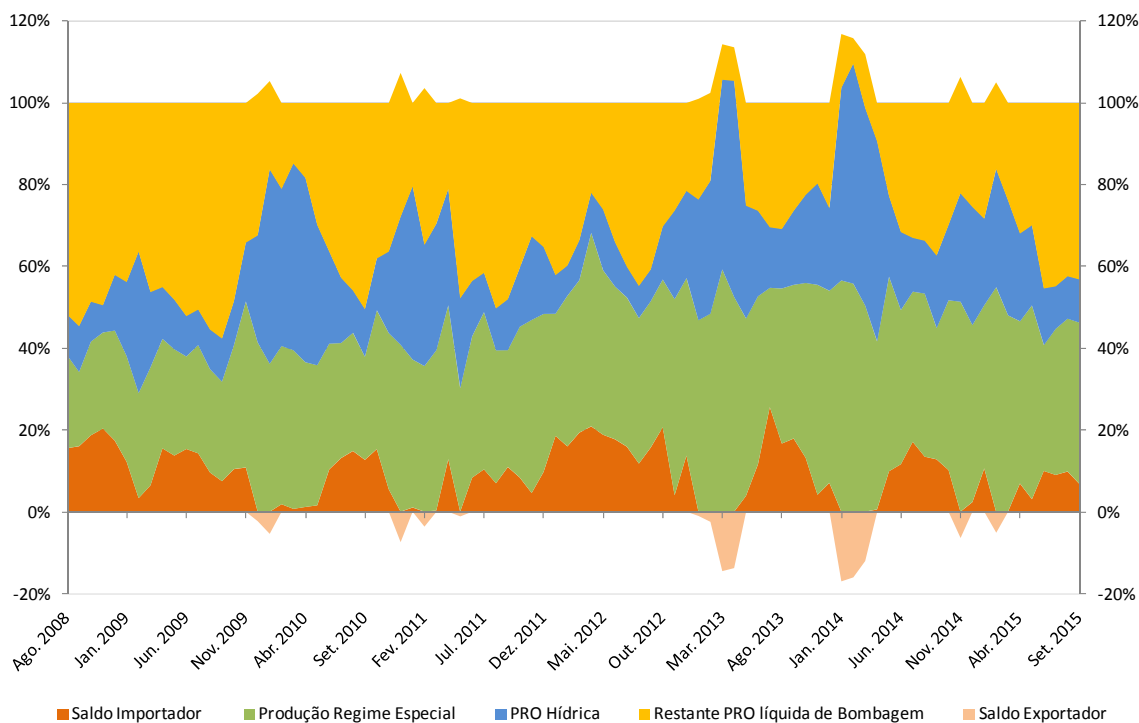
Assim, no que diz respeito ao *mix* de produção, tem-se assistido a um aumento contínuo do peso da produção em regime especial, em particular a produção baseada em fontes de energia renováveis, cujo peso é relativamente menor em períodos mais secos como os que se têm vivido desde o início de 2015.

Figura 2-12 - Energia transacionada no mercado ibérico por tecnologia



Numa análise focada para o caso português, observa-se na Figura 2-13 que o peso da produção em regime especial para satisfação do consumo tem vindo a aumentar, enquanto o peso das centrais hídricas é bastante volátil, refletindo as condições hidrológicas. Verifica-se igualmente nesta figura alguns meses do primeiro semestre de 2013 e do primeiro semestre de 2014, em que as condições climatéricas foram de tal modo favoráveis à produção hídrica e à produção em regime especial (eólica) que originaram exportação líquida em termos mensais (saldo importador negativo).

Figura 2-13 - Satisfação do consumo referido à emissão em Portugal



Fonte: ERSE, Reuters, REN

Um 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 observado desde 2010;
- A 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 a acentuada descida do preço do petróleo desde meados de 2014.

No entanto, o maior peso da PRE em 2013 e em 2014 deve-se igualmente a fatores climáticos favoráveis ocorridos nesses anos. Em anos mais secos ou com hidraulicidade normal, o peso das centrais convencionais no mix de produção é reforçado, pelo que a necessidade de analisar a evolução dos preços dos combustíveis mantém-se em qualquer exercício de previsão da evolução do preço de energia elétrica.

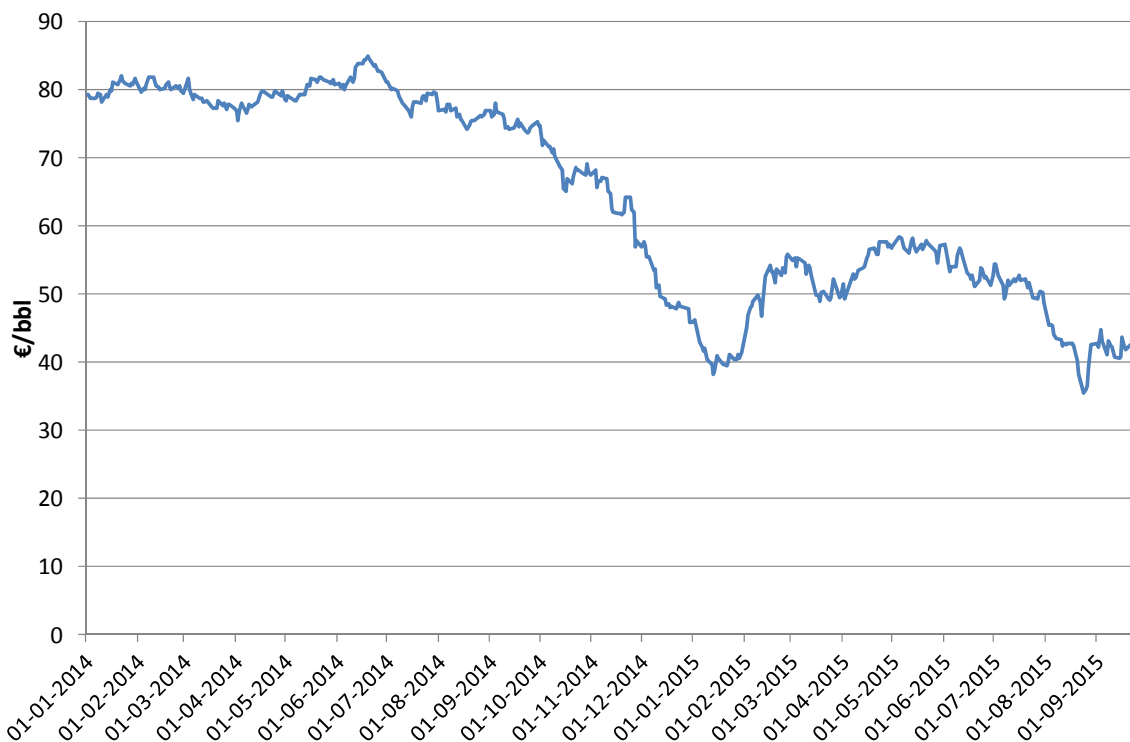
Figura 2-14 - Evolução preço Brent (EUR/bbl) entre 1992 e 2015



Fonte: ERSE, Reuters

A evolução mais recente do preço do petróleo apresenta uma tendência de descida, embora se tenha mantido relativamente estável em torno dos 41 €/bbl entre agosto e setembro de 2015 (média de 41,9 €/bbl neste período). A Figura 2-15 apresenta a evolução do preço do petróleo desde 2014, permitindo verificar que o preço do *Brent*, depois de um período de estabilidade registado até julho de 2014, em torno dos 80 €/bbl, observou uma tendência de descida, tendo cotado nos 42,3 €/bbl, no final de setembro de 2015.

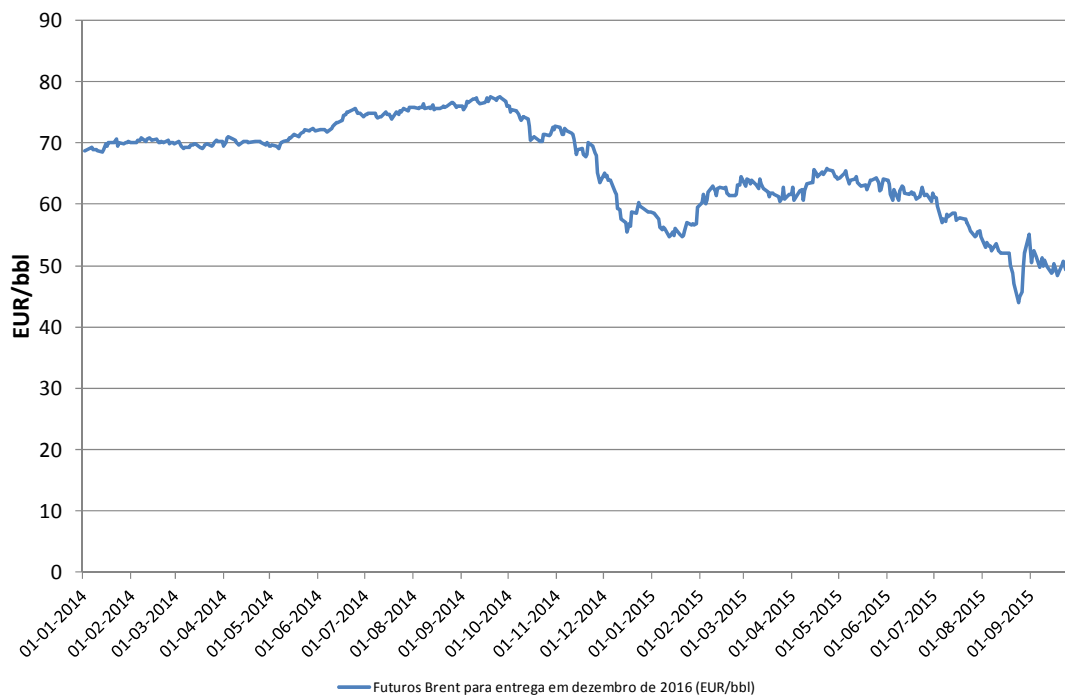
Figura 2-15 - Evolução preço diário Brent (EUR/bbl) entre 2014 e 2015



Fonte: ERSE, Reuters

No que diz respeito aos mercados de futuros, os preços do petróleo para entrega no final do próximo ano apresentaram, durante este ano de 2015, um intervalo de variação de preços entre os 44 €/bbl e os 66 €/bbl. Após uma súbita tendência ascendente nos primeiros meses deste ano, os preços para entrega no final de 2016, observaram uma redução significativa cotando no final de setembro de 2015, com os dados disponíveis à data, para valores próximos dos 50 €/bbl.

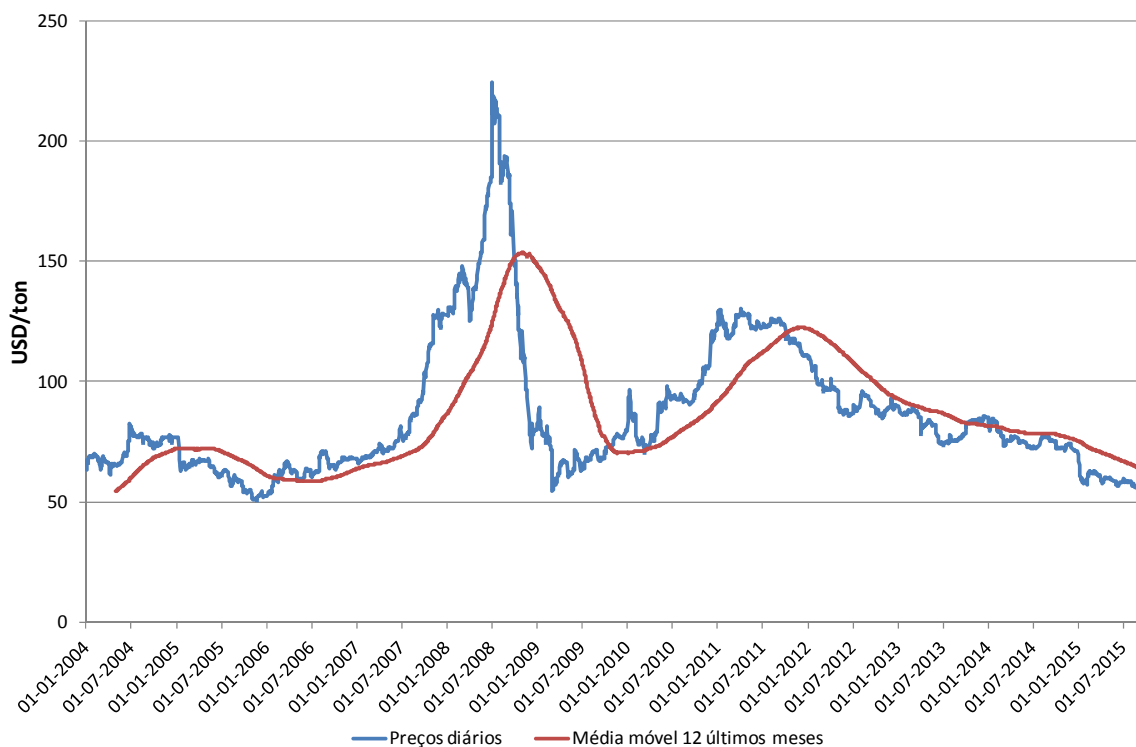
Figura 2-16 - Preço de futuros petróleo Brent para entrega em dezembro de 2016



Fonte: ERSE, Reuters

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 2-17 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (USD/t)



Fonte: ERSE, Reuters

Na Figura 2-18 *infra* podemos observar a evolução do preço do carvão com base na cotação em €/ton em índice 100 igual à média das cotações de 2011, sendo de registar uma quebra superior a 40% no preço do carvão em finais de setembro de 2015 face à média das cotações de 2011.

**Figura 2-18 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA
(índice 2011=100, com base na cotação euros /ton)**



Fonte: ERSE, Reuters

PREVISÕES

Se as previsões para as entregas de energia elétrica em 2016, plasmadas no mercado de futuros de energia elétrica do OMIP, se confirmarem, o custo médio de aquisição para o próximo ano deverá ser cerca de 53,0 €/MWh, ligeiramente inferior ao estimado para 2015, que se situa em torno dos 53,5 €/MWh⁸ e mais baixo do que o previsto em tarifas de 2015 para 2015, 55,4 €/MWh. Este valor reflete as tendências observadas nos preços nos mercados de petróleo e do carvão.

⁸ Inclui os serviços de sistema, o acerto ao preço base decorrente do perfil de compras e os desvios decorrentes de aquisição do CUR em mercado.

Quadro 2-4 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR⁹ para fornecimento dos clientes para 2015 e para 2016

	2015		2016
	Tarifas 2015	Estimativa 2015 (valores reais até Setembro)	Tarifas 2016
Custo de aquisição de energia para fornecimentos do CUR	55,4	53,5	53,0
Índice de produtividade hidroelétrica	1,00	0,76	1,00

Fonte: ERSE, REN

Assim, o custo médio de aquisição do CUR previsto para 2016 em Portugal é cerca de 53,0 €/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 previstos¹⁰ e do prémio de risco associado à contratação nos mercados de futuros nos termos do Regulamento Tarifário em vigor.

⁹ 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.

¹⁰ 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 PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2016

3.1 PROVEITOS A RECUPERAR

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

Quadro 3-1 - Proveitos permitidos em 2016 por atividade no Continente

Unidade: 10⁶ EUR

Tarifas 2016	Proveitos por atividade (1)	Custos transferidos entre atividades (2)	Proveitos a proporcionar em 2016, previstos em 2015 (c/ ajustamento) (3) = (1) + (2)	Sustentabilidade e coexistência de mercados (4)	Tarifa social (5)	Tarifas 2016 (6) = (3) - (4) + (5)
REN Trading	226 137		0	0		0
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (CVVEAC)	226 137	-226 137 (GGS)	0			0
REN	498 705		724 841	0		724 841
Gestão Global do Sistema (GGS)	204 170	226 137 (CVVEAC)	430 307			430 307
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	294 535		294 535			294 535
EDP Distribuição	3 608 053	-724 841	2 883 212	2 537	-30 476	2 850 198
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	1 217 916		1 217 916			1 217 916
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT)	2 390 137	-724 841 (GGS + TEE)	1 665 296	2 537		1 662 758
Tarifa social					-30 476	-30 476
EDP Serviço Universal (CUR)	1 848 488	-1 634 290	214 198	-2 537		216 735
Compra e Venda de Energia Elétrica	1 439 315	-1 254 585	184 730	-11 455		196 185
Compra e Venda de Energia Elétrica PRE (CVEE PRE)	1 254 585	-1 254 585 (Sobrecusto da PRE na CVAT)	0			0
Compra e Venda de Energia Elétrica Fornecimento a clientes (CVEE FC)	184 730		184 730	-11 455		196 185
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	379 704	-379 704 (DEE + CVAT)	0			0
Comercialização (C)	29 468		29 468	13 190		16 278
Sobrepreço associado aplicação tarifa transitória				-4 272		4 272
			3 822 251	0	-30 476	3 791 775

O Quadro 3-2 apresenta o resumo dos proveitos permitidos e a recuperar pelas atividades 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 2016 (3) = (1) + (2)
EDA	113 489	38 265	151 755
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	86 666	24 711	111 376
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	24 342	8 981	33 323
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	2 482	4 573	7 055
EEM	132 444	22 242	154 686
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	99 213	13 328	112 541
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	30 392	6 680	37 072
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	2 839	2 234	5 073
			306 441

3.2 SÍNTESE DOS AJUSTAMENTOS DE 2014 E DE 2015

3.2.1 AJUSTAMENTOS DE 2014

PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ATIVIDADE NO CONTINENTE

O Quadro 3-3 permite comparar os proveitos permitidos a proporcionar em 2014 definidos em 2013, com os proveitos permitidos recalculados no ano 2015, com base nos valores verificados em 2014. Apresenta-se também o desvio entre os proveitos faturados em 2014 e os proveitos permitidos calculados em 2015 com os valores reais e o ajustamento que se irá repercutir nas tarifas de 2016. Os ajustamentos¹¹ de 2014 a refletir em 2016 referentes às várias atividades reguladas são os seguintes:

- Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial - -28 367 milhares de euros;
- Gestão Global do Sistema - -3 798 milhares de euros;
- Transporte de Energia Elétrica - -5 534 milhares de euros;
- Compra e venda do acesso a rede de transporte - -55 788 milhares de euros;
- Distribuição de Energia Elétrica (DEE) - -44 442 milhares de euros;

¹¹ Ajustamentos com sinal negativo são valores a receber pelas empresas.

- Compra e Venda de Energia Elétrica - -37 928 milhares de euros;
- Comercialização - -3 848 milhares de euros.

PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2016 DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO

Quadro 3-3 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2014 a refletir em 2016, no Continente

Unidade: 10⁶ EUR

Proveitos a proporcionar em 2014, definidos em 2013 (tarifas 2014)	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	Medidas de sustentabilidade de mercado	Proveitos Efectivamente faturados em 2014	Proveitos a proporcionar em 2014, definidos em 2015	Incentivos e custos aceites a posteriori	Desvio	Desvio actualizado para 2016	Ajustamento provisório calculado em 2014 actualizado para 2016	Acerto do CAPEX e interruptibilidade	Ajustamento a repercutir em 2016
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8) = (2)+(3)+(5)-(6)-(7)	(9) = (8) x (1+2014)x(1+2015)	(10)	(11)	(13) = (9) - (10) + (11)
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	163 549			163 549	210 769	3 075	-50 295	-51 639	-23 272		-28 367
Proveitos permitidos à REN Trading	163 549	0	0	163 549	210 769	3 075	-50 295	-51 639	-23 272	0	-28 367
Gestão Global do Sistema (GGS)	451 228			450 315	452 182		-1 867	-1 917	541	-1 341	-3 798
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	370 688			360 348	335 920	1 000	23 428	24 081	-29 615		-5 534
Proveitos permitidos à REN	821 915	0	0	810 664	788 102	1 000	21 561	22 164	541	-30 956	-9 332
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)	1 814 301			1 872 830	1 927 166		-54 336	-55 788			-55 788
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	1 253 847			1 204 397	1 199 839	-4 084	8 642	8 873		-53 315	-44 442
Proveitos permitidos à EDP Distribuição	3 068 148	0	0	3 077 227	3 127 006	-4 084	-45 694	-46 915	0	-53 315	-100 230
Compra e Venda de Energia Elétrica	1 836 771			1 580 089	1 663 151		-75 511	-77 528	-39 600		-37 928
Sobrecusto da PRE	949 993	11 815		949 993	1 194 708		-232 900	-239 124	-258 055		18 931
CVEE	886 778			630 096	470 575		159 522	163 784	218 454		-54 670
Ajustamento da aditividade tarifária					-2 132		-2 132	-2 189			-2 189
Compra e venda do acesso as redes (CVATD)				948 162	948 162		0	0			0
Comercialização (C)	63 926	21 996		38 318	64 062		-3 748	-3 848			-3 848
Proveitos permitidos à EDP SU	1 900 697	21 996	-108 523	2 566 569	2 675 375	0	-79 259	-81 377	-39 600	0	-41 777
Total no Continente						-9	-153 687	-157 767	-62 332	-84 270	-179 706

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 2014, com os proveitos recuperados em 2014 por aplicação das tarifas em vigor no Continente em 2014 e com os proveitos de 2014 baseados em valores reais. Adicionalmente, apresentam-se as restantes rubricas necessárias ao cálculo do ajustamento a repercutir em 2016.

O ajustamento a devolver pela EDA em 2016 relativamente ao ano de 2014 atualizado para 2016 será de 2,6 milhões de euros.

O ajustamento a devolver pela EEM em 2016 relativamente ao ano de 2014 atualizado para 2016 será de 3,9 milhões de euros.

As atualizações destes ajustamentos consideram as taxas EURIBOR a 12 meses média, determinada em valores diários de 2014, 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 2015, acrescida de *spread* de 0,5 p.p.

Os ajustamentos¹² de 2014 a refletir em 2016 referentes às várias atividades reguladas das Regiões Autónomas são os seguintes:

EDA

- Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema – +1 891milhares de euros;
- Distribuição de Energia Elétrica – +957 milhares de euros;
- Comercialização de Energia Elétrica – -258 milhares de euros;

EEM

- Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema – +3 246 milhares de euros;
- Distribuição de Energia Elétrica – +651 milhares de euros;
- Comercialização de Energia Elétrica - -22 milhares de euros;

¹² Ajustamentos com sinal negativo são valores a receber pelas empresas.
Ajustamentos com sinal positivo são valores a devolver pelas empresas.

Quadro 3-4 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2014 a refletir em 2016, nas Regiões Autônomas

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos a proporcionar em 2014, definidos em 2013 (tarifas 2014)	Proveitos recuperados em 2014, por aplicação das tarifas do Continente	Convergência Tarifária de 2014	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 2014, definidos em 2015	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	Ajustamento a repercutir em 2016	Acerto provisório no ano t do custo com capital relativo ao ano t-1	Ajustamento a repercutir em 2016
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8) = [(2)+(3)+(4)-(5)-(6)+(7)] x (1+i+spread) x (1+i+spread)	(9)	(10) = (8) + (9)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	143 839	83 413	60 767	-564	0	139 645	-6	4 071	-2 180	1 891
Distribuição de Energia Elétrica	39 822	25 196	15 293	0	0	36 088	0	4 519	-3 561	957
Comercialização de Energia Elétrica	6 947	1 757	5 153	0	0	7 075	0	-170	-88	-258
Proveitos permitidos à EDA	190 608	110 366	81 214	-564	0	182 808	-6	8 419	-5 830	2 590
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	154 236	93 134	61 450	0	0	146 384	-48	8 370	-5 124	3 246
Distribuição de Energia Elétrica	42 928	29 881	12 790	0	0	39 387	0	3 371	-2 721	651
Comercialização de Energia Elétrica	5 157	1 970	3 183	0	0	5 122	0	32	-54	-22
Proveitos permitidos à EEM	202 321	124 985	77 423	0	0	190 894	-48	11 773	-7 898	3 875
Total nas Regiões Autônomas								20 192	-13 728	6 465

3.2.2 AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2015

PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ATIVIDADE NO CONTINENTE

O Quadro 3-5 evidencia os ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2015 a repercutir nas tarifas de 2016. 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 determinados de acordo com a estimativa de imobilizado para 2015 e aplicada a taxa de remuneração final para esse ano.

Os ajustamentos referentes a 2015 são calculados em termos provisórios, o valor definitivo será calculado em 2016, com base em valores ocorridos e, incluídos nos proveitos permitidos para tarifas 2017. Os ajustamentos provisórios¹³ de 2015 a refletir em 2016 referentes às várias atividades reguladas são os seguintes:

- Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial - -38 602 milhares de euros;
- Gestão Global do Sistema - -595 milhares de euros;
- Transporte de Energia Elétrica - +17 686 milhares de euros;
- Distribuição de Energia Elétrica (DEE) - +8 621 milhares de euros;
- Compra e Venda de Energia Elétrica - +177 869 milhares de euros;

¹³ Ajustamentos com sinal negativo são valores a receber pelas empresas.
Ajustamentos com sinal positivo são valores a devolver pelas empresas.

Quadro 3-5 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2015 a refletir em 2016, no Continente

Unidade: 10⁶ EUR

	Proveitos a proporcionar em 2015, definidos em 2014 (tarifas 2015)	Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência decorrente do DL 74/2013	Proveitos estimados faturar em 2015	Proveitos estimados proporcionar em 2015, definidos em 2015	Incentivos e custos aceites a posteriori	Desvio[1]	Desvio atualizado para 2016	Acerto do CAPEX atualizado para 2016	Ajustamento provisório a repercutir em 2016
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6) = (2)+(3)-(4)-(5)	(7) = (6) x (1+2015)	(8)	(9) = (7) + (8)
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	149 138		149 138	184 747	2 730	-38 340	-38 602		-38 602
Proveitos permitidos à REN Trading	149 138		149 138	184 747	2 730	-38 340	-38 602	0	-38 602
Gestão Global do Sistema (GGS)								-595	-595
Transporte de Energia Elétrica (TEE)								17 686	17 686
Proveitos permitidos à REN	0		0	0	0	0	0	17 091	17 091
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)								8 621	8 621
Proveitos permitidos à EDP Distribuição	0		0	0	0	0	0	8 621	8 621
Compra e Venda de Energia Elétrica	1 225 657	19 000	1 646 513	1 488 851	0	176 662	177 869		177 869
Sobrecusto da FFE	1 225 657	19 000	1 225 657	1 135 845		108 812	109 555		109 555
CVEE			420 856	353 006		67 850	68 314		68 314
Proveitos permitidos à EDP SU	1 225 657	19 000	1 646 513	1 488 851	0	176 662	177 869	0	177 869
Total no Continente					2 730	138 322	139 268	25 712	164 980

PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ATIVIDADE NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

O Quadro 3-6 apresenta os acertos provisórios do CAPEX referentes ao ano de 2015, 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 2015. Estes ajustamentos são calculados em termos provisórios e o valor definitivo será calculado em 2016, com base em valores ocorridos e, incluídos nos proveitos permitidos para tarifas 2017.

Os ajustamentos provisórios¹⁴ de 2015 a refletir em 2016 referentes às várias atividades reguladas das Regiões Autónomas são os seguintes:

EDA

- Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema – +865 milhares de euros;
- Distribuição de Energia Elétrica – +1 684 milhares de euros;
- Comercialização de Energia Elétrica – +61 milhares de euros;

¹⁴ Ajustamentos com sinal negativo são valores a receber pelas empresas. Ajustamentos com sinal positivo são valores a devolver pelas empresas.

EEM

- Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema – +1 104 milhares de euros;
- Distribuição de Energia Elétrica – +1 610 milhares de euros;
- Comercialização de Energia Elétrica - -51 milhares de euros.

Quadro 3-6 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2015 a refletir em 2016, nas Regiões Autónomas

		Unidade: 10 ³ EUR
		Acerto do CAPEX de 2015 atualizado para 2016 a repercutir em tarifas de 2016
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	865	
Distribuição de Energia Elétrica	1 684	
Comercialização de Energia Elétrica	61	
Proveitos permitidos à EDA	2 610	
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	1 104	
Distribuição de Energia Elétrica	1 610	
Comercialização de Energia Elétrica	-51	
Proveitos permitidos à EEM	2 664	
Total nas Regiões Autónomas	5 274	

4 DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS E DOS AJUSTAMENTOS PARA 2016

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, estabelecido no Anexo I da Diretiva n.º 2/2014, de 3 de janeiro, considerado 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 2016, do sobrecusto estimado para 2015, bem como do verificado em 2014.

Quadro 4-1 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE previsto para 2016

Unidade: 10³ EUR

		2014 Verificado (1)	2015 Tarifas 2016 (2)	2016 Tarifas (3)	[(3)-(1)]/(1) %	[(3)-(2)]/(2) %
Encargo de Potência						
(1a)	Tejo Energia	104 683	107 592	112 379	7,4%	4,4%
(1b)	Turbogás	109 888	110 035	110 182	0,3%	0,1%
(1)=(1a)+(1b)	Total	214 571	217 627	222 561	3,7%	2,3%
Encargo de Energia						
(2a)	Tejo Energia	86 646	107 419	80 950	-6,6%	-24,6%
(2b)	Turbogás	84 364	121 882	98 749	17,1%	-19,0%
(2)=(2a)+(2b)	Total	171 010	229 301	179 699	5,1%	-21,6%
Licenças de CO₂						
(3a)	Tejo Energia	15 809	25 882	20 053	26,8%	-22,5%
(3b)	Turbogás	2 160	5 026	5 455	152,5%	8,5%
(3c)	Receitas decorrentes trocas de licenças EUA por CER	-22	0	0	-	-
(3)=(3a)+(3b)	Total	17 947	30 908	25 508	42,1%	-
Receitas sem serviços de sistema						
(4a)	Tejo Energia	168 072	205 930	161 270	-4,0%	-21,7%
(4b)	Turbogás	49 887	98 530	111 111	122,7%	12,8%
(4)=(4a)+(4b)	Total	217 959	304 460	272 381	25,0%	-10,5%
Receitas com reserva e regulação terciária						
(5a)	Tejo Energia	-5 006	3 542	0	-	-
(5b)	Turbogás	13 948	7 446	0	-	-
(5)=(5a)+(5b)	Total	8 942	10 987	0	-	-
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	495	879	941	90,1%	7,0%
(7b)	Turbogás	1 472	1 973	1 508	2,4%	-23,6%
(7)=(7a)+(7b)	Total	1 967	2 851	2 448	24,5%	-14,1%
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	44 566	32 299	53 053	19,0%	64,3%
(9b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)+(7b)+(8b)	Turbogás	134 049	132 941	104 782	-21,8%	-21,2%
(9c)=(3c)	Receitas decorrentes trocas de licenças EUA por CER	-22	0	0	-	-
(10)=(9a)+(9b)+(9c)	Total	178 593	165 240	157 836	-11,6%	-4,5%

Os encargos de potência previstos para 2016 estão ligeiramente acima dos valores estimados para 2015, 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 2016 valores inferiores aos estimados para 2015. No caso da Turbogás a diminuição está sobretudo relacionada com a quebra dos custos

variáveis por via da diminuição prevista do preço do petróleo. A diminuição dos encargos de energia por parte da central da Tejo Energia face ao valor estimado para 2015 resulta dos efeitos conjugados de diminuição das quantidades e da redução do custo variável unitário.

Prevê-se que as receitas de venda de energia elétrica decresçam no caso da Tejo Energia e que aumentem no caso da Turbogás em 2016, relativamente ao que está estimado para 2015. O sinal das receitas em ambas centrais justifica-se pelas quantidades previstas, que para a Tejo Energia diminuem e para a Turbogás aumentam de 2015 para 2016.

Quadro 4-2 - Principais pressupostos do cálculo do diferencial de custo previsto para 2016

Preço base ⁽¹⁾	€/MWh	49,2
Tejo Energia	Quantidades GWh	3 015
	Custo variável EUR/MWh	26,8
Turbogás	Quantidades GWh	1 881
	Custo variável EUR/MWh	52,5

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 em vigor. O Quadro 4-3 apresenta as várias parcelas que estão na origem dos 226 137 milhares de euros, referentes aos proveitos permitidos de 2016.

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

		Unidade 10 ³ EUR	
		Tarifas 2015	Tarifas 2016
A=1+2-3	Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE	128 585	157 836
1	Custos com aquisição de energia elétrica, aos produtores com CAE	405 740	427 768
2	Outros custos, designadamente, custos com pagamentos da tarifa de URT a aplicar aos produtores com CAE	2 574	2 448
3	Proveitos com a venda da energia elétrica dos produtores com CAE	279 728	272 381
B=4+5+6*7	Custos de funcionamento no âmbito da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	1 045	1 332
4	Custos de exploração da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica (valor líquido)	1 045	1 332
5	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	0	0
6	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, líquido de amortizações e participações	0	0
7	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	6,40%	5,99%
C	Valor previsto estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de CVEE do Agente Comercial, no ano t-1	-23 114	-38 602
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	3 607	-28 367
F=A+B-C-D-E	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a transferir para a GGS	149 138	226 137

4.1.2 AJUSTAMENTOS

AJUSTAMENTO EM 2014 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 e já revogado, os proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, em 2016, 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 o incentivo económico à gestão otimizada dos CAE não cessados, referente a 2014, que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do respetivo artigo ao diferencial de custo CAE real de 2014. Este montante é atualizado para 2016, por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano de 2014, acrescida do *spread*¹⁵ 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 2015, acrescida de *spread* de 0,5 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 2014 a repercutir nas tarifas de 2016 é de -28 367¹⁶ milhares de euros.

¹⁵ O enquadramento da definição deste parâmetro encontra-se no capítulo 2.2 deste documento.

¹⁶ Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a receber pela empresa.

Quadro 4-4 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade CVEE do Agente Comercial em 2014

		Unidade 10 ³ EUR	
		2014	Tarifas 2014
1	Custos com aquisição de energia elétrica, aos produtores com CAE	416 466	389 570
2	Outros custos, designadamente, custos com pagamentos da tarifa de URT a aplicar aos produtores com CAE	1 967	2 370
3	Proveitos com a venda da energia elétrica dos produtores com CAE	239 840	261 791
4	Custos de funcionamento no âmbito da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	0	1 224
5	Ajustamento t-1	-13 411	-13 411
6	Ajustamento t-2	-18 764	-18 764
7	Incentivos CAE e CO2 t-2	3 075	
A = 1 + 2 - 3 + 4 - 5 - 6 + 7	Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC	213 844	163 549
B	Sobrecusto recuperado pela GGS	163 549	
C = (B - A) * (1 + it-2) * (1+it-1)	Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC atualizado a t	-51 639	
D	Valores provisórios relativos a t-2 considerados nas tarifas de t-1	-23 114	
E = D * (1 + it-1)	Valores provisórios relativos a t-2 considerados nas tarifas de t-1 atualizados para t	-23 272	
$i_{t,2}$	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários do ano 2014 + spread	1,975%	
$i_{t,1}$	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de 2015 + spread	0,684%	
F = C - E + G	Ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do AC atualizado para t	-28 367	

A análise efetuada no ponto seguinte incide sobre o diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2014, 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 em 2014 a Diretiva nº 2/2014, de 3 de janeiro onde se estabelecem os incentivos económicos à gestão otimizada dos centros electroprodutores detentores de contrato de aquisição de energia (CAE) não cessado, que incorpora os custos associados às emissões de CO₂ desses centros electroprodutores, e que revogam o estabelecido no Despacho n.º 11210/2008, de 17 de abril. Estes incentivos entraram em vigor em 2014.

O Quadro 4-5 compara os valores do diferencial de custo do Agente Comercial previsto para 2014 e do sobrecusto ocorrido nesse ano.

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

		Unidade: 10 ³ EUR			
		2014 Tarifas (1)	2014 Verificado (2)	[(2)-(1)]	[(2)-(1)]/(1) %
Encargo de Potência					
(1a)	Tejo Energia	108 197	104 683	-3 515	-3%
(1b)	Turbogás	109 537	109 888	351	0%
(1)=(1a)+(1b)	Total	217 734	214 571	-3 164	-1%
Encargo de Energia					
(2a)	Tejo Energia	98 908	86 646	-12 263	-12%
(2b)	Turbogás	57 473	84 364	26 891	47%
(2)=(2a)+(2b)	Total	156 381	171 010	14 629	9%
Licenças de CO2					
(3a)	Tejo Energia	14 122	15 809	1 687	12%
(3b)	Turbogás	1 331	2 160	828	62%
(3c)	Receitas decorrentes de trocas de licenças EUA por CER	0	-22	-22	-
(3d)	Licenças - Outras	0	0	0	-
(3)=(3a)+(3b)+(3c)+(3d)	Total	15 454	17 947	2 493	16%
Receitas sem serviços de sistema					
(4a)	Tejo Energia	201 380	168 072	-33 308	-17%
(4b)	Turbogás	44 899	49 887	4 988	11%
(4)=(4a)+(4b)	Total	246 279	217 959	-28 319	-11%
Receitas com reserva e regulação terciária					
(5a)	Tejo Energia	9 085	-5 006	-14 091	-155%
(5b)	Turbogás	6 427	13 948	7 521	-
(5)=(5a)+(5b)	Total	15 512	8 942	-6 570	-42%
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	1 842	495	-1 347	-73%
(7b)	Turbogás	528	1 472	943	178%
(7)=(7a)+(7b)	Total	2 370	1 967	-403	-17%
Diferencial de custo (sobrecusto CAE)					
(8a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)+(7a)	Tejo Energia	12 604	44 566	31 962	254%
(8b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)+(8b)	Turbogás	117 544	134 049	16 504	14%
(8c)=(3c)	Receitas decorrentes de trocas de licenças EUA por CER	0	-22	-22	-
(8d)=(3d)	Licenças - Outras	0	0	0	-
(8)=(8a)+(8b)+(8c)+(8d)	Total	130 149	178 593	48 445	37%

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 2014 foi inferior ao previsto em 3,6%, devido à produção da Tejo Energia, que foi inferior em mais de 9% ao previsto, enquanto a produção da Turbogás foi superior em mais de 19%. Tendo em conta que os *mark-ups* das centrais da Tejo Energia e da Turbogás são, respetivamente, positivos e negativos, como se verá mais adiante, os desvios entre a produção prevista e verificada contribuíram para agravar o diferencial de custo com aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE, face ao previsto.

Quadro 4-6 - Produção prevista e verificada

Unidade: GWh

	Implícito no diferencial de custo previsto para 2014 (1)	Verificado 2014 (2)	% [(2)-(1)]/(1)
Tejo Energia	3 246	2 951	-9,1%
Turbogás	773	922	19,3%
Total	4 019	3 873	-3,6%

Os custos variáveis unitários de produção foram superiores ao previsto, em cerca de 23%, na Turbogás e inferiores, em cerca de 4%, 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 2014 (1)	Verificado 2014 (2)	% [(2)-(1)]/(1)
Tejo Energia	30,5	29,4	-3,6%
Turbogás	74,4	91,5	23,0%

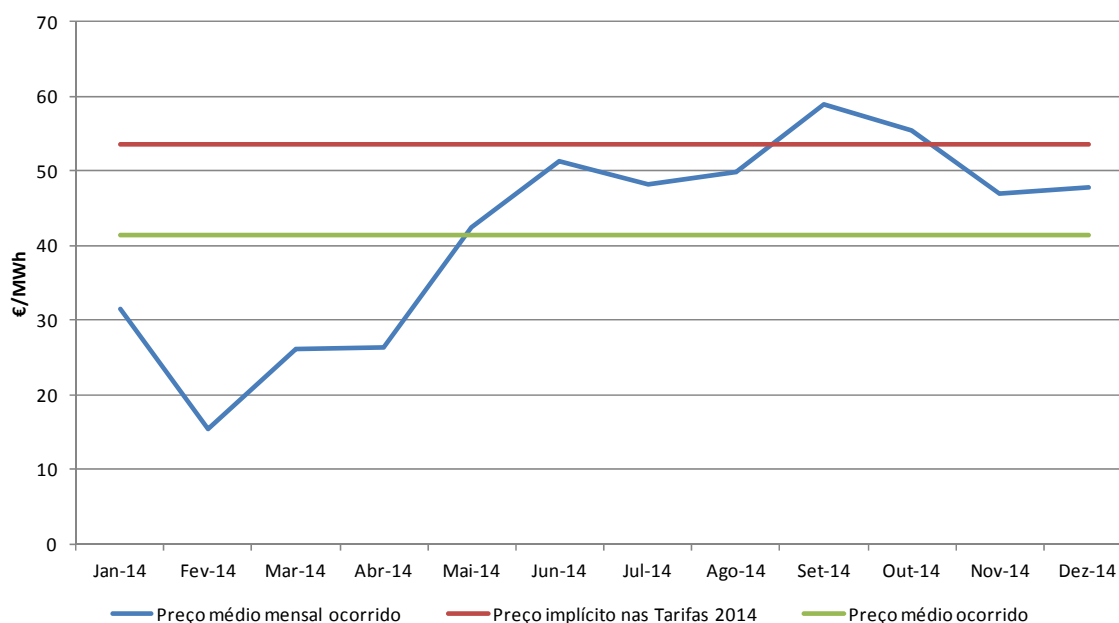
O Quadro 4-8 mostra o desvio ocorrido ao nível da receita unitária nas duas centrais com CAE.

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

	Implicito no diferencial de custo previsto para 2014 (1)	Verificado 2014 (2)	Unidade: €/MWh % [(2)-(1)]/(1)
Tejo Energia	64,8	55,3	-14,8%
Turbogás	66,4	69,2	4,3%

As receitas unitárias da Tejo Energia foram inferiores às previstas em cerca de 15%, enquanto na central da Turbogás as receitas unitárias foram superiores em apenas 4%. Na globalidade, o facto do preço de mercado ter sido, em termos anuais, inferior ao previsto, explica que as receitas unitárias tenham também sido inferiores ao previsto em cerca de 10%, como se pode ver na Figura 4-1.

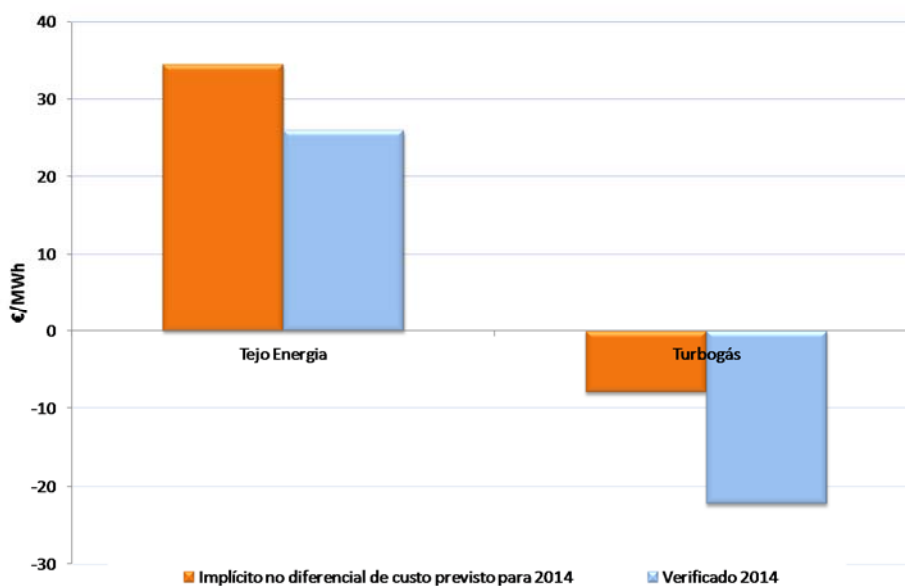
Figura 4-1 - Evolução do preço médio mensal de mercado no pólo português



A redução das receitas unitárias na central da Tejo Energia foi acompanhada de uma diminuição dos custos unitários desta central, pelo que o *mark-up* diminuiu mas manteve-se com sinal positivo, como mostra a Figura 4-2. 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.

Deste modo, a combinação do efeito da evolução da procura, já referido, com a diminuição dos *mark-up* justifica o agravamento do encargo de energia face ao previsto.

Figura 4-2 - Mark-up em 2014



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 valor do encargo de potência verificado é, no geral, semelhante ao previsto.

d) Incentivo para a gestão otimizada dos CAE não cessados

A Diretiva n.º 2/2014 da ERSE, que revoga o Despacho n.º 11 210/2008, de 17 de abril, define no seu Anexo I o incentivo para a gestão otimizada dos CAE não cessados. Esta revisão foi sobretudo motivada pelas alterações estruturais do setor elétrico português e pela existência de um novo enquadramento legal do mecanismo de comércio europeu de licenças de emissão (CELE).

O mecanismo em vigor I_{CAE} resulta de uma série de condições que a ERSE procurou reunir, nomeadamente:

- Garantir, no mínimo, um incentivo equivalente aos custos de funcionamento da REN Trading;

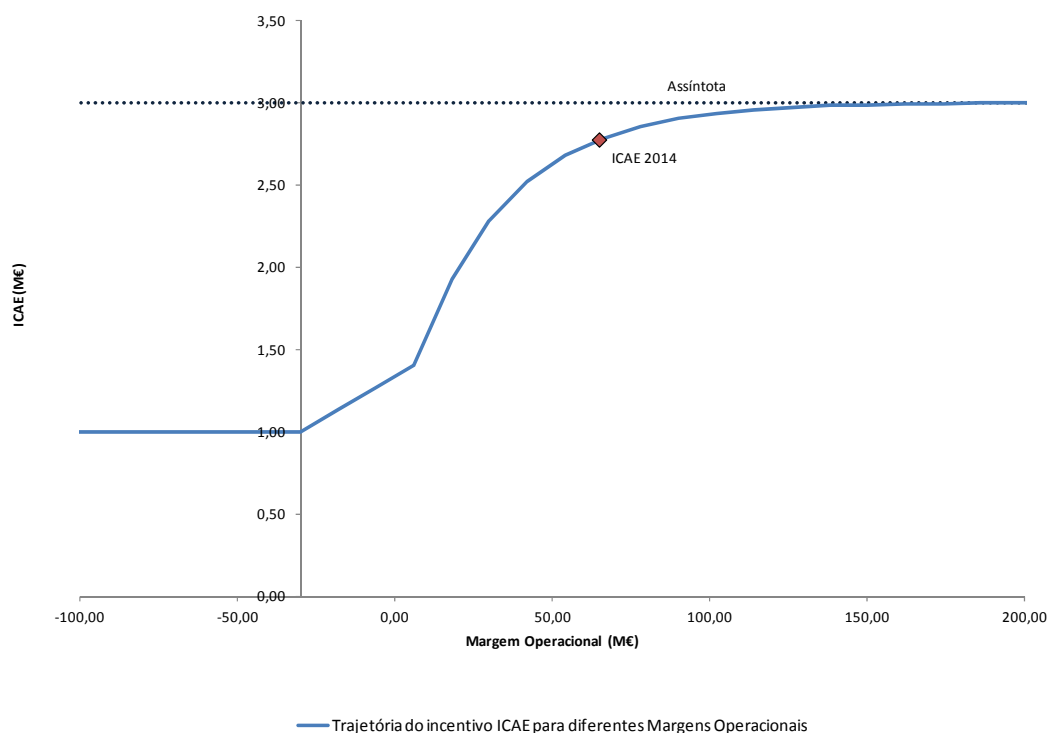
- Garantir que a REN Trading tenha um incentivo contínuo na otimização da margem das centrais em portfólio;
- Incentivar um maior esforço na gestão destas centrais, ao tornar o incentivo marginal superior para valores de margens acima da média;
- Limitar os ganhos definidos *a priori* ao montante máximo garantido com os anteriores incentivos I₁ e I₃.

De forma a assegurar e garantir que a margem real obtida pelas centrais com CAE não cessados é próxima do cenário ótimo, foi acrescido ao Incentivo I_{CAE} um Prémio de Adequação em Mercado (P_{AM}), determinado anualmente após o fecho do ano no qual o incentivo é determinado.

Este prémio visa assegurar que, mesmo em condições adversas de mercados, exógenas ao gestor dos dois CAE, a operação das centrais, nomeadamente para cumprimento das restrições de quantidades a que estão sujeitas por via dos contratos de *take-or-pay* e das quantidades anuais base de aquisição de carvão, é efetuada em condições que minimizam as perdas económicas para o sistema.

A Figura e Quadro seguintes apresentam os resultados da aplicação dos incentivos que compõem o mecanismo I_{CAE}, que em 2014 foi de 2 775 milhares de euros.

Figura 4-3 - Mecanismo de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia em 2014



Apesar das condições de mercado desfavoráveis para centrais térmicas convencionais verificadas em 2014, tais como a Tejo Energia e a Turbogás, decorrente de uma hidraulicidade acima da média e de um preço de mercado relativamente baixo, o valor do incentivo aproximou-se do seu valor máximo.

Quadro 4-9 - Proveitos com o mecanismo de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia em 2014

10 ⁶ €	Margem Operacional	ICAE
REN Trading (TE e TG)	64,898	2,775

Para efeitos do cálculo do P_{AM} , a ERSE utilizou a informação recolhida no âmbito da atividade de supervisão de mercado grossista, quer quanto ao funcionamento do mercado diários do MIBEL, quer quanto aos restantes referenciais de mercado.

Como referenciais de mercado considerados para este cálculo, integram-se, sempre que existente contratação por uma ou ambas as centrais envolvidas, os mercados de contratação à vista (mercado diário e mercados intradiários do MIBEL), os mercados de contratação a prazo (nos quais se incluem o OMIP ou mecanismos de contratação bilateral) e os mercados de serviços de sistema (banda de regulação, energia de regulação e resolução de restrições).

O valor de energia colocada em mercado, a que se refere o termo q^{PH} da fórmula do P_{AM} , estabelecida no n.º 5 do artigo 2.º do Anexo I da Diretiva n.º 2/2014, corresponde à energia do programa final de cada uma das centrais para efeitos de gestão global de sistema. Daqui decorre que integra o cálculo do prémio a dedução dos desvios à programação, os quais afetam a definição da receita unitária global (termo r^{PH} , também constante na fórmula acima referida).

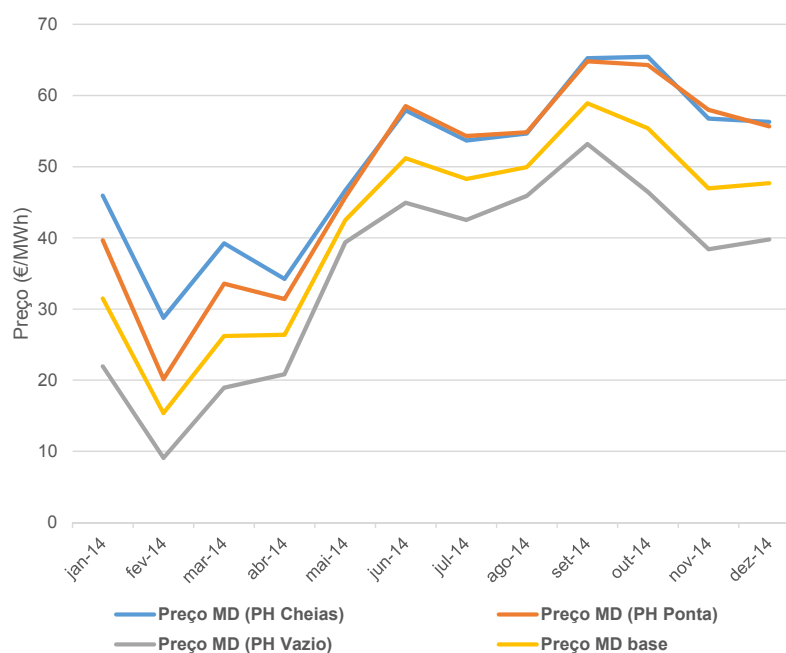
O Quadro 4-10 apresenta os volumes de contratação efetuados pelo Agente Comercial em 2014, repartidos por períodos de cheias, pontas e vazio. Os valores do programa real correspondem aos que são utilizados para cálculo do prémio previsto no incentivo.

Quadro 4-10 - Volumes de contratação nos diferentes referenciais de mercado

Referencial de contratação	Cheias	Ponta	Vazio	TOTAL 2014
Contratação em mercado diário (MWh)	525.521,5	1.686.785,3	1.449.759,8	3.662.066,6
Contratação líquida em mercados intradiários (MWh)	82.846,7	211.043,2	80.508,1	374.398,0
Programa MD+MiD	608.368,2	1.897.828,5	1.530.267,9	4.036.464,6
Contratação de energia de reserva secundária (MWh)	18,8	59,7	2.281,2	2.359,7
Contratação de energia de reserva de regulação (MWh)	-30.327,4	-151.998,9	-130.269,8	-312.596,1
Contratação de energia para resolução de restrições (MWh)	39.928,1	89.707,2	39.203,5	168.838,8
Contratação em mercados de operação (MWh)	9.619,5	-62.232,0	-88.785,1	-141.397,6
Programa final (MWh)	617.987,7	1.835.596,5	1.441.482,8	3.895.067,0
Programa real (MWh)	614.400,8	1.827.672,4	1.431.328,9	3.873.402,1
Desvios à programação (MWh)	-3.586,2	-7.924,1	-10.129,5	-21.639,8

O preço médio obtido em mercado diário corresponde à média aritmética do preço do mercado diário do MIBEL nas horas de cada um dos períodos horários. A Figura 4-4 apresenta os valores dos preços médios do mercado diário do MIBEL, em base mensal, para o ano de 2014, cobrindo cada um dos três períodos horários e o preço base (todas as horas).

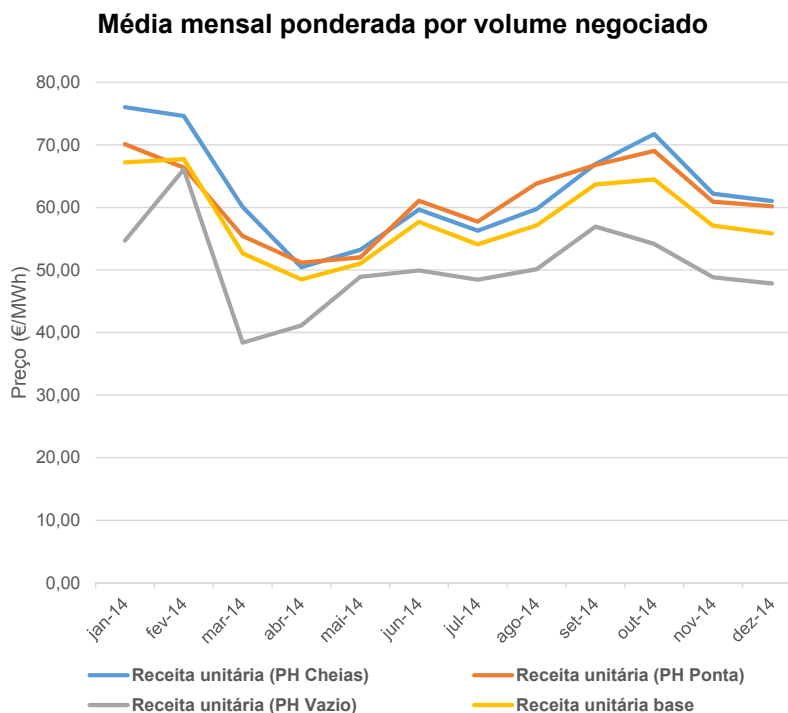
Figura 4-4 - Preço de mercado diário do MIBEL para os períodos horários (Cheias, Ponta e Vazio) e para todas as horas (base), em 2014
Média aritmética mensal



Conforme se extrai da Figura 4-4, o preço do mercado diário do MIBEL foi mais elevado no segundo semestre do ano de 2014, em particular quando comparado com o início do primeiro semestre, muito marcado por elevadas disponibilidades hídricas e, conseqüentemente, por preços médios mais reduzidos.

Com base na contratação efetuada, para cada um dos referenciais mencionados, é possível extrair a receita unitária média que se obteve com tal contratação. Esta receita unitária média corresponderá a um valor médio ponderado por volume de negociação efetuada em cada período horário e, dentro de cada um destes períodos, em cada hora de negociação. A Figura 4-5 apresenta os valores médios da receita unitária para cada um dos períodos horário e para o período base, obtida pelo Agente Comercial nos diferentes referenciais de contratação. Como se constata da comparação da Figura 4-4 com a Figura 4-5, os valores médios mensais da receita unitária estão, consistentemente, acima do preço médio do mercado diário, o que se compreende por uma participação significativa nos mercados de remuneração média mais elevada (em particular dos mercados de serviços de sistema ou de operação).

Figura 4-5 – Receita unitária das centrais com CAE (valor agregado Turbogás e Tejo Energia) para os períodos horários (Cheias, Ponta e Vazio) e para todas as horas (base), em 2014



Por fim, no Quadro 4-11 são apresentados os valores parciais de cálculo do prémio previsto no incentivo de gestão otimizada dos CAE não cessados, nomeadamente os valores do preço médio do mercado diário do MIBEL para cada um dos períodos horários e a respetiva receita unitária obtida pelo Agente Comercial nos mesmos períodos, bem como os volumes de contratação que lhes estão associados. É possível extrair destes valores que o Agente Comercial colocou a energia das duas centrais com CAE não cessados acima do preço médio do mercado diário do MIBEL de forma praticamente igual para os três períodos horários (4,62 €/MWh em vazio e 4,64 €/MWh em cheias e ponta).

A estratégia de contratação seguida pelo Agente Comercial representou, assim, uma receita adicional sobre uma colocação plana em mercado diário de cerca de 17,9 milhões de euros. Com base neste valor e no valor do parâmetro de partilha com o sistema (k), fixado em 0,5, o valor do prémio ascenderia a cerca de 8,97 milhões de euros, largamente acima do limite máximo aprovado de 300 000 euros. Consequentemente o valor final do prémio previsto no incentivo CAE ascende para o ano de 2014 aos referidos 300 000 euros.

Quadro 4-11 - Valores parciais e cálculo do prémio PAM do incentivo CAE em 2014

PH	rPH (€/MWh)	pmdPH (€/MWh)	qPH (MWh)	ΣPH (€)
Vazio	51,26	46,64	1.431.328,9	6.612.739,52
Ponta	62,67	58,03	1.827.672,4	8.480.399,94
Cheias	63,28	58,64	614.400,8	2.850.819,71
Média/Soma	58,55	53,61	3.873.402,1	17.943.959,17
Prémio associado ao incentivo (PAM) considerando o escalar k=0,5				8.971.979,59

O Quadro 4-12 apresenta os resultados da aplicação do Prémio de Adequação em Mercado P_{AM} que para 2014 foi de 300 mil euros.

Quadro 4-12 - Proveitos Prémio de Adequação em Mercado em 2014

PH	rPH €/MWh	pmdPH €/MWh	qPH MWh	ΣPH €
Vazio	51,26	46,64	1 431 328,9	6 612 739,52
Pontas	62,67	58,03	1 827 672,4	8 480 399,94
Cheias	63,28	58,64	614 400,8	2 850 819,71
Média/Soma	58,55	53,61	3 873 402,1	17 943 959,17
k				0,5
PAM				300 000,00

AJUSTAMENTO PROVISÓRIO EM 2015 DO DIFERENCIAL DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA AOS PRODUTORES COM CAE

O desvio provisório de 2015 é de -38 602¹⁷ 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 2015, acrescida de 0,5 pontos percentuais.

O Quadro 4-13 apresenta o cálculo deste desvio.

¹⁷ Um desvio de sinal negativo significa valor a recuperar pela empresa.

Quadro 4-13 - Cálculo do ajustamento provisório da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, em 2015

		Unidade 10 ³ EUR
		2015
1	Sobrecusto recuperado pela GGS	149 138
2	Sobrecusto com a aquisição de energia provisional	165 240
3	Ajustamento t-1	-23 114
4	Ajustamento t-2	3 607
5	Incentivos CAE e CO2 t-1	2 730
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)]]	-38 340
i_{t-1}	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de 2015 + spread	0,684%
B = A * (1+i_{t-1})	Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC atualizado para t	-38 602

No ponto seguinte serão analisados o ajustamento entre os valores previstos e estimados para 2015 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 4-14 apresenta os valores do diferencial de custo estimado para 2015 pela ERSE, com base em dados verificados até agosto de 2015, comparando-os com os valores previstos o ano anterior pela ERSE nas tarifas de 2015.

Quadro 4-14 - Análise do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE estimado para 2015

		Unidade: 10 ³ EUR		
		2015 Tarifas (1)	2015 Tarifas 2016 (2)	[(2)-(1)]/(1) %
Encargo de Potência				
(1a)	Tejo Energia	110 110	107 592	-2,3%
(1b)	Turbogás	111 060	110 035	-0,9%
(1)=(1a)+(1b)	Total	221 170	217 627	-1,6%
Encargo de Energia				
(2a)	Tejo Energia	83 388	107 419	28,8%
(2b)	Turbogás	83 908	121 882	45,3%
(2)=(2a)+(2b)	Total	167 296	229 301	37,1%
Licenças de CO2				
(3a)	Tejo Energia	15 511	25 882	66,9%
(3b)	Turbogás	1 763	5 026	185,1%
(3)=(3a)+(3b)	Total	17 274	30 908	78,9%
Receitas sem serviços de sistema				
(4a)	Tejo Energia	190 585	205 930	8,1%
(4b)	Turbogás	44 942	98 530	119,2%
(4)=(4a)+(4b)	Total	235 527	304 460	29,3%
Receitas com reserva e regulação terciária				
(5a)	Tejo Energia	7 003	3 542	-49,4%
(5b)	Turbogás	37 199	7 446	-
(5)=(5a)+(5b)	Total	44 202	10 987	-75,1%
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	929	879	-5,4%
(7b)	Turbogás	1 645	1 973	19,9%
(7)=(7a)+(7b)	Total	2 574	2 851	10,8%
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	12 351	32 299	161,5%
(9b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)+(7b)+(8b)	Turbogás	116 235	132 941	14,4%
(10)=(9a)+(9b)	Total	128 585	165 240	28,5%

Estima-se que o diferencial de custos com os CAE seja superior ao previsto em cerca de 28,5%, o que se deve em parte aos desvios estimados para os encargos de energia, bem como para os custos com as licenças de emissão de CO₂ face ao previsto nas tarifas de 2015.

O Quadro 4-15 apresenta as principais diferenças em termos de pressupostos considerados em 2015 e os que estão implícitos nas Tarifas de 2016, destacando-se o menor valor estimado para as receitas

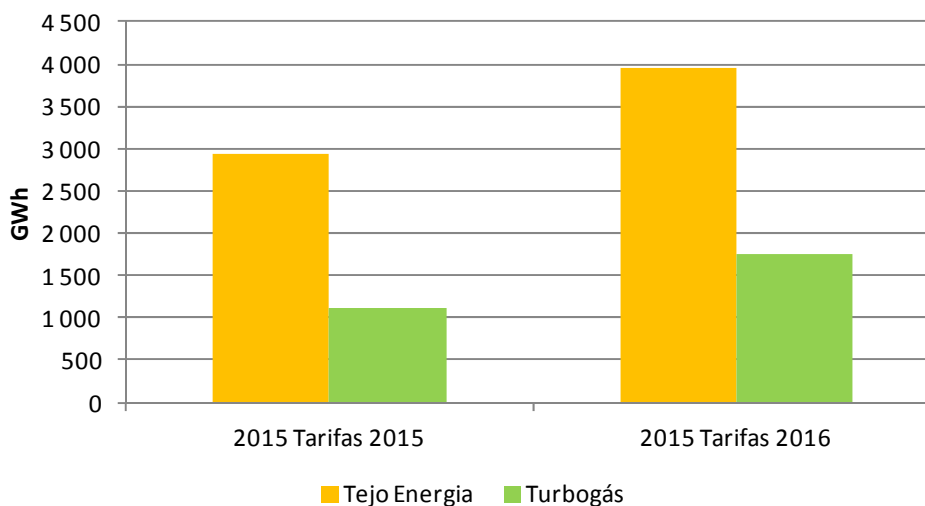
unitárias tanto da Tejo Energia, como da Turbogás. Visto que o desvio das receitas unitárias é proporcionalmente superior ao desvio dos custos variáveis, o *mark-up* das centrais com CAE não cessados deverá ser em 2015 inferior ao previsto o ano anterior. Este facto contribui igualmente para o desvio entre o diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE estimado para 2015 e previsto em tarifas de 2015.

Quadro 4-15 - Pressupostos considerados

		2015 Tarifas 2015	2015 Tarifas 2016
Tejo Energia	Preço médio do mercado em Portugal	50,5	50,3
	Receita unitária (com serviços sistema) €/MWh	67,4	53,1
	Custo variável com CO ₂	29,0	27,2
Turbogás	Preço médio do mercado em Portugal	50,5	50,3
	Receita unitária (com serviços sistema) €/MWh	73,4	60,3
	Custo variável com CO ₂	75,8	69,4

A produção estimada para 2015 deverá ficar acima do previsto em tarifas de 2015 nas duas centrais com CAE.

Figura 4-6 - Quantidades produzidas previstas e estimadas



b) Incentivo para a gestão otimizada dos CAE não cessados

No que respeita ao mecanismo de gestão otimizada dos CAE não cessados, no ano de 2014 entraram em vigor novas regras, estabelecidas pela ERSE na Diretiva n.º 2/2014, de 3 de janeiro. Neste sentido, a

assumiu-se como estimativa para 2015, o montante de 3 milhões de euros, correspondente ao valor para onde tenderá o incentivo (assíntota) nas condições ótimas de exploração das centrais.

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 2016, bem como a descrição e justificação das decisões tomadas pela ERSE respeitantes às atividades reguladas da entidade concessionária da RNT para 2016.

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 $t-1$.

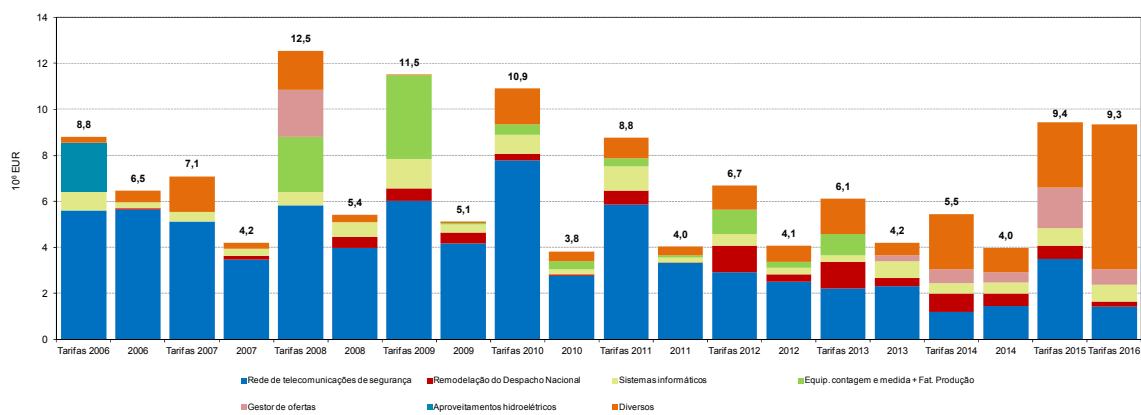
4.2.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

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 4-7 pode ser observada a evolução dos valores de investimento ocorridos entre 2006 e 2014, bem como os valores aceites pela ERSE no cálculo das tarifas de 2006 a 2016.

Figura 4-7 - Investimento a custos técnicos na atividade de Gestão Global do Sistema entre 2006 e 2016



Da análise da Figura 4-7, realça-se que o investimento atingiu o valor mínimo no ano de 2010, tendo apresentado desde esse ano valores de realização em torno dos 4 milhões de euros.

Quadro 4-16 - Custos de exploração líquidos de proveitos de exploração que não resultam da aplicação da tarifa de UGS

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2015	Tarifas 2016	Desvio (Tarifas 2016 - Tarifas 2015)	
			Valor	%
Fornecimentos e Serviços Externos	13 752	14 646	894	6,6%
Gastos com Pessoal	6 063	7 404	1 342	23,8%
Outros Gastos Operacionais	22	444	422	21,9%
Impostos	288	271	-17	-6,7%
Provisões	0	0	0	-
Custos regulação	20 124	22 765	2 640	12,3%
Prestação de serviços	155	188	33	40,3%
Outros Proveitos Operacionais	2 243	3 222	979	49,8%
Trabalhos Própria Empresa	1 149	774	-374	-45,4%
Rendas de Prédios	27	44	17	78,7%
Proveitos regulação	3 573	4 228	655	22,6%
Custos de exploração líquidos dos proveitos de exploração que não resultam da aplicação das tarifas de UGS	16 551	18 537	1 985	10,7%

Na análise do Quadro 4-16 verifica-se um acréscimo, na ordem dos 2 milhões de euros, dos custos de exploração líquidos de proveitos, nos proveitos a considerar no cálculo tarifário para 2016. Esta variação é motivada por um acréscimo dos custos de regulação superiores ao aumento dos proveitos de exploração que não resultam da aplicação das tarifas de UGS. Os aumentos ocorreram ao nível das contas de Gastos com Pessoal, de Fornecimentos e Serviços Externos e de Outros Gastos Operacionais.

a) Taxa de remuneração do ativo

A taxa de remuneração a aplicar nos ativos regulados da atividade de GGS a considerar no cálculo tarifário para 2016 é de 5,99%.

Os proveitos permitidos de 2016 incluem o ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2015, determinado de acordo com a aplicação da taxa de remuneração final para 2015 no imobilizado previsto para esse ano, conforme se pode observar no capítulo 4.2.1.2.

b) Custos com interruptibilidade

Para o ano de 2016 foi considerado um montante previsional de 102,5 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:

- 24,1 milhões de euros, correspondente à estimativa para o custo com o serviço de interruptibilidade prestado no ano de 2015, por instalações abastecidas em Muito Alta Tensão e que tenham uma potência média anual superior a 50 MW. A este valor acrescem 675 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.
- 77,8 milhões de euros, correspondente à previsão para os custos com o serviço de interruptibilidade em 2016, 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, de 1 de julho.

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

c) Sobrecusto da convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira

O Regulamento Tarifário em vigor 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 4-17 - Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas

Unidade: 10³ EUR

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	T2015	T2016
Custo RAA														
% da RAA na UGS ¹⁰	12,04%	13,60%	12,14%	0,00%	0,52%	8,7%	36,7%	17,3%	3,4%	7,1%	6,9%	5,9%	3,3%	2,4%
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	50 578
% sobrecusto na TVCF	0,77%	0,98%	1,08%	0,00%	0,07%	1,65%	0,95%	6,66%	1,07%	2,00%	1,96%	1,67%	1,08%	0,85%
Custo RAM														
% da RAM na UGS ¹¹	9,7%	9,6%	6,7%	0,0%	0,1%	5,3%	30,0%	16,2%	2,0%	5,8%	6,3%	5,3%	2,3%	1,4%
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	29 102
% sobrecusto na TVCF	0,62%	0,69%	0,59%	0,00%	0,02%	1,00%	0,78%	6,24%	0,64%	1,63%	1,78%	1,51%	0,75%	0,49%

Observa-se uma diminuição substancial dos sobrecustos com a convergência tarifária tanto na região Autónoma dos Açores (RAA), como na Região Autónoma da Madeira (RAM), sendo que estes sobrecustos situar-se-ão em 2016 ao nível mais baixo desde 2009 e 2007, respetivamente.

O Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro, determinou que, 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, tendo em conta que os aumentos das tarifas para 2007 seriam superiores à taxa de inflação prevista. Estes montantes teriam de 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 2016.

Quadro 4-18 - Custos com a convergência tarifária das RAs referentes a 2006 e 2007

Unidade: EUR

	Saldo em dívida em 2015	Juros 2016	Amortização e regularizações 2016	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2016	Saldo em dívida em 2016
	(1)	(2)	(3)	(4) = (2)+(3)	(5) = (1)-(3)
EDA (BCP e CGD)	24 447 016	118 812	12 193 877	12 312 689	12 253 139
Convergência tarifária de 2006	8 619 381	41 890	4 299 243	4 341 134	4 320 138
Convergência tarifária de 2007	15 827 635	76 922	7 894 634	7 971 556	7 933 001
EEM (BCP e CGD)	13 621 400	66 200	6 794 190	6 860 390	6 827 210
Convergência tarifária de 2006	3 151 148	15 315	1 571 755	1 587 069	1 579 393
Convergência tarifária de 2007	10 470 251	50 885	5 222 435	5 273 321	5 247 816

d) 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

causa e passou, a partir de 2014, a ser calculada com base na fórmula definida na referida portaria. No cálculo tarifário para 2016 o valor considerado é de 12,9 milhões de euros.

e) Custos com a concessionária da Zona Piloto

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

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

- Recuperação, numa base anual, no ano subsequente ao ano em causa, através dos custos de uso global do sistema elétrico nacional, dos custos com capital designadamente:
 - Remuneração do ativo afeto não financiado por subsídios, durante o período de amortização do mesmo, líquido de amortizações e subsídios, de acordo com uma taxa equivalente à taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos aplicada ao custo de capital para novos investimentos afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, nos termos estabelecidos no Regulamento Tarifário em vigor, 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 2016 tiveram o seguinte tratamento:

- Investimentos transferidos para a exploração em 2015 – 317 milhares de euros;
- Investimentos em curso no final de 2015 – 99 milhares de euros¹⁸;
- Taxa média de amortização dos ativos em exploração de 9,0%.

O processo de cálculo tarifário para 2016 inclui o ajustamento aos proveitos permitidos da Enondas definidos para tarifas de 2014. Este ajustamento ascendeu a 12 milhares de euros¹⁹.

¹⁸ Este valor inclui encargos indiretos e financeiros imputados ao investimento.

O Quadro 4-19 apresenta o cálculo dos proveitos da Enondas a incluir na tarifa de Uso Global do Sistema, bem como o ajustamento aos proveitos permitidos de 2014.

Quadro 4-19 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos da Enondas

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2014	2014	Tarifas 2015	Tarifas 2016
A = 1 + 2 * 3	Custos com capital	344	333	382	378
1	Amortização dos ativos líquidos de participações	191	182	221	252
2	Valor médio dos ativos fixos afectos à concessionária da Zona Piloto líquidos de participações e de amortizações	1.893	1.864	2.084	2.100
3	taxa de remuneração do ativo fixo afecto à concessionária da Zona Piloto	8,06%	8,06%	7,76%	5,99%
B	Custos de exploração calculados ao abrigo da cláusula 17.ª do Contrato de Concessão, no ano t-1	0	0	0	0
C	Receitas líquidas calculadas ao abrigo da cláusula 22.ª do Contrato de Concessão, no ano t-2				
D	Ajustamento no ano t, dos custos com a concessionária da Zona Piloto tendo em conta os valores ocorridos em t-2				12
E = A + B - C - D	Custos com a concessionária da Zona Piloto (A + B - C)	344	333	382	366
F = E - D	Recuperado via UGS		344		
G = F - E	Desvio do ano		11		
i_{t-1}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, $i_{t-1} + \text{spread}$		0,684%		
i_{t-2}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, $i_{t-2} + \text{spread}$		1,975%		
$H = G \times (1+i_{t-2}) \times (1+i_{t-1})$	Ajustamento dos custos com a concessionária da Zona Piloto tendo em conta os valores ocorridos				12

f) 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 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 as centrais hidroelétricas, enquanto para as centrais termoelétricas a atribuição do incentivo à disponibilidade vigora até à cessação da licença de exploração. No caso do incentivo à disponibilidade, a Portaria n.º 251/2012 estabeleceu que o mesmo produz efeitos no ano civil seguinte ao da data de cessação do Programa de Assistência Financeira a Portugal, ou seja, a partir de 2015.

¹⁹ Ajustamento com sinal negativo significa valor a recuperar pela empresa.

Nos termos do artigo 16.º da mesma Portaria, os montantes anuais dos incentivos à garantia de potência carecem de aprovação pelo membro do Governo responsável pela área de energia, na sequência de proposta do Diretor-Geral de Energia e Geologia, previamente submetida a parecer da ERSE.

De acordo com o artigo 17.º da Portaria em causa, os pagamentos dos incentivos à garantia de potência são efetuados 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 meses²⁰, adicionada do *spread* que seja aplicável nesse ano, nos termos do Regulamento Tarifário em vigor.

Neste contexto legal, o cálculo dos proveitos permitidos de 2016 da atividade de Gestão Global do Sistema inclui os montantes do incentivo ao investimento e do incentivo à disponibilidade, acrescidos de juros, respeitantes ao ano de 2015 e que foram homologados pelo membro do Governo responsável pela área de energia. O quadro seguinte apresenta a desagregação destes montantes por centro electroprodutor.

²⁰ Média dos valores diários da EURIBOR a 12 meses que é usada nos ajustamentos de t-1.

Quadro 4-20 – Montantes dos incentivos à garantia de potência e respetiva repercussão nos proveitos permitidos, desagregado por central

Centro Eletroprodutor / Grupo	Modalidade	Incentivo à garantia de potência respeitante ao ano de 2015					N.º meses	Montante do incentivo 10 ³ EUR	Juros para repercussão T2016 10 ³ EUR	Pagamentos às centrais em 2016 10 ³ EUR
		Potência instalada Líquida P _{il} [MW]	Coefficiente Disponib. Final cdf	Índice Valorização Disponib. ivd	Índice Cumprimento Prazo icp					
Ciclo Combinado Pego	Disp.	837,00					5 022,0	34,3	5 056,3	
Grupo 3	Disp	418,50	1,0000	1,0	n.a.	12	2 511,0	17,2	2 528,2	
Grupo 4	Disp	418,50	0,9919	1,0	n.a.	12	2 511,0	17,2	2 528,2	
Termoelétrica do Ribatejo	Disp.	1 168,83					7 013,0	47,9	7 060,9	
Grupo 1	Disp	389,61	0,9960	1,0	n.a.	12	2 337,7	16,0	2 353,6	
Grupo 2	Disp	389,61	0,9829	1,0	n.a.	12	2 337,7	16,0	2 353,6	
Grupo 3	Disp	389,61	0,9872	1,0	n.a.	12	2 337,7	16,0	2 353,6	
Ciclo Combinado Lares	Disp.	862,66					4 399,6	30,1	4 429,6	
Grupo 1	Disp	431,33	0,7420	0,7	n.a.	12	1 811,6	12,4	1 824,0	
Grupo 2	Disp	431,33	0,9618	1,0	n.a.	12	2 588,0	17,7	2 605,7	
Alqueva II (reforço potência)	Invest.	255,60					2 811,6	19,2	2 830,8	
Grupo 1	Invest	127,80	0,9994	1,0	1,00	12	1 405,8	9,6	1 415,4	
Grupo 2	Invest	127,80	0,9996	1,0	1,00	12	1 405,8	9,6	1 415,4	
Baixo Sabor (jusante)	Invest.	35,20					338,8	2,3	341,1	
Grupo 1	Invest	17,60	1,0000	1,0	1,05	5	169,4	1,2	170,6	
Grupo 2	Invest	17,60	1,0000	1,0	1,05	5	169,4	1,2	170,6	
Ribeiradio-Ermida	Invest.	74,70					575,2	3,9	579,1	
Grupo 1	Invest	74,70	1,0000	1,0	1,05	4	575,2	3,9	579,1	
TOTAL		3 233,99					20 160,1	137,8	20 297,9	
Incentivo à Disponibilidade		2 868,49					16 434,55	112,3	16 546,9	
Incentivo ao Investimento		365,50					3 725,59	25,5	3 751,1	

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

Em Tarifas 2016 foi deduzido o montante de 50 milhões de euros aos custos de interesse económico geral (CIEG) relativos ao diferencial de custo com os CAE, decorrente das medidas enquadradas pela legislação e regulamentação complementar a publicar. Esta alteração decorre de transferências do Fundo de Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético.

PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA PARA 2016

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 em vigor e encontra-se calculado no Quadro 4-21.

Verifica-se uma diminuição dos proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema para o qual contribuiu, entre outros, o menor valor do ajustamento dos custos de gestão de sistema a devolver à empresa, bem como a diminuição dos sobrecustos com a convergência tarifária.

Quadro 4-21 - Proveitos permitidos na atividade de Gestão Global do Sistema

		Unidade 10 ³ EUR	
		Tarifas 2015	Tarifas 2016
A	= 1+2+7+8+9-10	175 225	149 420
	Custos de gestão do sistema		
1	Custos de exploração líquidos dos proveitos de exploração que não resultam da aplicação das tarifas de UGS	16 551	18 537
2 = 3+4*5/100-6	Custo com capital	8 615	10 425
3	Amortizações dos ativos fixos	7 315	7 368
4	Valor médio dos ativos fixos líquidos de amortizações e participações	41 110	41 076
5	Taxa de remuneração dos ativos fixos	6,40	5,99
6	Ajustamento t-1 CAPEX	1 332	-595
7	Custos com interruptibilidade, no ano t	56 276	77 767
8	Interruptibilidade t-1 (com juros) (portaria 1309/2010)	0	0
9	Interruptibilidade t-1 (com juros) (portaria 215-A/2013)	22 452	24 754
10	Ajustamento no ano t, dos custos de gestão do sistema tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-71 330	-17 938
B	= 1'+4'-7'+8'-9'+10'+16'+17'+18'+19'+20'+21'-22'	135 025	260 589
	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral		
1' = 2'+3'	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores	62 712	50 578
2'	Déficit tarifários 2006 e 2007	12 353	12 313
3'	Convergência tarifária do ano t	50 359	38 265
4' = 5'+6'	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira	43 675	29 102
5'	Déficit tarifários 2006 e 2007	6 883	6 860
6'	Convergência tarifária do ano t	36 792	22 242
7'	Valor previsto do desvio da recuperação pelo operador da rede de transporte do custo com a convergência tarifária das RAs	537	744
8'	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	149 138	226 137
9'	Medidas de política energética com impacte na CVEE AC	114 376	50 000
10' = 11'+15'	Parcela associada aos terrenos hídricos	13 167	12 861
11' = 12'/100*14'+13'	Parcela associada aos terrenos afetos ao domínio público hídrico	12 495	12 191
12'	Taxa de acordo com a legislação em vigor	0,10	0,10
13'	Amortizações dos terrenos afetos ao domínio público hídrico	12 227	11 934
14'	Valor médio dos terrenos afetos ao domínio público hídrico, líquido de amortizações e participações	268 251	256 446
15'	Amortizações dos terrenos afetos à zona de proteção hídrica	672	670
16'	Custos com a ERSE	5 630	6 057
17'	Transferência para a Autoridade da Concorrência	356	371
18'	Custos de gestão do PPDA	0	0
19'	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, nomeadamente custos do OMI e OMI Clear	0	0
20'	Custos com o plano de promoção de eficiência no consumo, previstos para ano t	0	0
21'	Custos com a concessionária da Zona Piloto	382	366
22'	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	25 122	14 139
C	Custos com o mecanismo de garantia de potência	0	20 298
D	Custos com o mecanismo de garantia de potência T2012	0	0
E	= A + B + C + D	310 250	430 307
F	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	149 138	226 137
G	= E - F + 9'	275 488	254 170

4.2.1.2 AJUSTAMENTOS

De acordo com o artigo 74.º do Regulamento n.º 496/2011, já revogado, os proveitos a proporcionar em 2016 pela tarifa de Uso Global do Sistema são ajustados pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2014 e os que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º1 do referido artigo aos valores verificados em 2014.

O ajustamento dos proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema relativamente ao ano de 2014 a repercutir nas tarifas de 2016 encontra-se calculado no Quadro 4-22 ²¹.

²¹ Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a receber pela empresa.

Quadro 4-22 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade GGS em 2014

		Unidade 10 ³ EUR	
		2014	Tarifas 2014
		10 ³ EUR	10 ³ EUR
A = a + b * c /100 - d + e + f - g	Custos de gestão do sistema	94 247	80 708
a	Amortizações dos ativos fixos	6 836	7 087
b	Valor médio dos ativos fixos líquidos de amortizações e participações	41 593	46 134
c	Taxa de remuneração dos ativos fixos	7,76	9,00
d	Ajustamento CAPEX t-1	158	158
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	18 075	18 568
f	Custos com interruptibilidade	93 207	78 000
g	Ajustamento no ano t, dos custos de gestão do sistema tendo em conta os valores ocorridos em t-2	26 941	26 941
B = h + i + j + k + l + m	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	357 696	367 879
h	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores	93 570	93 570
i	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira	84 308	84 308
j	Valor previsto do desvio da recuperação pelo operador da rede de transporte do custo com a convergência tarifária das RAs	-1 570	-1 570
k	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	163 549	163 549
l	Parcela associada aos terrenos hídricos	13 386	13 386
	Parcela associada aos terrenos domínio público hídrico	12 705	12 705
	Taxa Swap 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	0,06	0,06
	Amortizações dos terrenos afetos ao domínio público hídrico	12 549	12 549
	Valor médio dos terrenos afetos ao domínio público hídrico, líquido de amortizações e participações	280 625	280 625
	Parcela associada aos terrenos da zona de proteção hídrica	681	681
	Amortizações dos terrenos afectos à zona de proteção hídrica	681	681
m	Custos com a ERSE	5 317	5 113
n	Transferência para a Autoridade da Concorrência	350	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 OMI e OMI Clear	0	0
q	Custos com o PPEC	1 181	11 500
r	Custos com a concessionária da zona Piloto	333	344
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	5 867	5 867
C	Custos com o mecanismo de garantia de potência	239	2 640
D	Custos com o mecanismo de garantia de potência, referente a T2012	0	0
E = A + B + C + D	Proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS	452 182	451 228
F	Proveitos faturados com a tarifa de Uso Global do Sistema	450 315	
G = F - E	Diferença entre os proveitos faturados e os proveitos permitidos	-1 867	
H = G x (1+k) x (1+l)	Diferença entre os proveitos faturados e os proveitos permitidos atualizados para 2015	-1 917	
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	541	
J = H - I	Ajustamento em t, dos proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema facturados em t-2	-2 458	
k	i2014 Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários do ano 2014 + spread	1,975%	
l	i2015E Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de 2015 + spread	0,684%	
t	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de Gestão Global do Sistema relativo ao ano t-1	1 332	
M = J - t x (1+l)	Ajustamento em t, dos proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema facturados em t-2	-3 798	

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 foi inferior aos valores previstos em Tarifas 2014, sobretudo por via da redução na ordem dos 27% ao nível do investimento a custos diretos, conforme se pode verificar no Quadro 4-23.

Quadro 4-23 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

Unidade: 10³ EUR

	2014 (1)	Tarifas 2014 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
Investimento Custos Técnicos	3 978	5 458	-27,1%
Activo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	226 218	230 652	-1,9%
Investimento Directo	394	138	
Transferências p/ exploração	5 214	5 046	
Reclassificações, alienações e abates	-44	1 722	
Saldo Final (2)	231 782	237 558	-2,4%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	183 013	183 414	-0,2%
Amortizações do Exercício	6 891	7 143	
Regularizações	-74	0	
Saldo Final (4)	189 831	190 557	-0,4%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	1 013	1 013	0,0%
Comparticipações do ano	0	0	
Amortizações do ano	55	55	
Saldo Final (6)	958	958	0,0%
Activo líquido a remunerar			
Valor de 2011 (7) = (1) - (3) - (5)	42 192	46 225	-8,7%
Valor de 2012 (8) = (2) - (4) - (6)	40 993	46 043	-11,0%
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	41 593	46 134	-9,8%

TAXA DE REMUNERAÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL

No período de regulação 2012-2014, o custo de capital aplicado resultou das *yields* das Obrigações do Tesouro a 10 anos dos cinco principais países da Zona Euro cotados com AAA²², 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 CDS²³ da República Portuguesa a 5 anos, calculada nos 12 meses terminados no mês de setembro do ano a que diz respeito as tarifas. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2014 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 7,76%, tal como mencionado no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2015 das empresas reguladas do setor elétrico”, publicado pela ERSE.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2014, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2015, foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2014.

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 4-24.

²² Foram considerados os seguintes países: Alemanha, Áustria, Finlândia, Holanda e França.

²³ *Credit Default Swaps*.

Quadro 4-24 - Custos de exploração afetos à gestão do sistema, líquidos dos proveitos de gestão do sistema que não resultam da aplicação da Tarifa de UGS

Unidade: 10³ EUR

	2014	Tarifas 2014	Desvio (2014- Tarifas 2014)	
			Valor	%
Custos operacionais	21 508	19 562	1 946	9,9%
Trabalhos Própria Empresa (TPE)	650	825	-175	-21,3%
Custos de exploração líquidos de TPE	20 858	18 737	2 121	11,3%
Serviços de sistema	0	1 900	-1 900	
Custos de exploração afectos à gestão do sistema	20 858	20 637	221	1,1%
Proveitos afectos à exploração (excluindo TPE)	2 783	2 069	714	34,5%
Custos de exploração afectos à gestão do sistema, líquidos dos proveitos de gestão do sistema que não resultam da aplicação da Tarifa de UGS	18 075	18 568	-493	-2,7%

O decréscimo de 2,7% nos custos de exploração líquidos dos proveitos resulta, do efeito conjugado do acréscimo dos custos de regulação superiores ao aumento dos proveitos de exploração que não resultam da aplicação das tarifas de UGS, compensados pela redução dos custos com serviços de sistema. Os aumentos nos custos ocorreram ao nível das contas de Gastos com Pessoal, de Fornecimentos e Serviços Externos e de Outros Gastos Operacionais.

INTERRUPTIBILIDADE

Em 2014 os custos com interruptibilidade ascenderam a 101,9 milhões de euros, englobando 24,1 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, ou seja, o custo estimado (não definitivo e não auditado) com este tipo de contratos de interruptibilidade no ano de 2014 foi repercutido nas Tarifas de 2015.

Assim, para efeitos do ajustamento dos custos com interruptibilidade referentes ao ano de 2014, foram considerados os valores reais correspondentes a esse ano, ou seja:

- Custo com o serviço de interruptibilidade do ano 2014, prestado pelos consumidores 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 (77,8 milhões de euros).
- Diferença entre a estimativa de custo considerada nas Tarifas de 2015 e o custo real auditado referente ao serviço de interruptibilidade do ano de 2014, prestado pelo segmento de consumidores abrangidos pelo número 5 do artigo 2.º da Portaria n.º 1308/2010, com a redação dada pela Portaria n.º 215-A/2013. Esta diferença é de 2,4 milhares de euros, a devolver à empresa²⁴;

Assim, o montante total de 93,2 milhões de euros obtido para efeitos de ajustamento é superior ao previsto nas tarifas de 2014 em cerca de 15 milhões de euros.

CUSTOS COM OS INCENTIVOS À GARANTIA DE POTÊNCIA

De acordo com informação prestada pela DGEG, o incentivo à garantia de potência do ano 2013 foi atribuído apenas ao reforço de potência do aproveitamento hidroelétrico de Alqueva (Alqueva II), na modalidade de incentivo ao investimento. O respetivo reconhecimento da elegibilidade produziu efeitos no mês de dezembro de 2013, sendo o montante do incentivo a atribuir à central de Alqueva II no ano de 2013 de 234,3 milhares de euros. Nos termos do artigo 17.º da Portaria n.º 251/2012, a REN pagou este montante ao centro electroprodutor no ano de 2014, com acréscimo dos juros previstos no mesmo artigo.

Assim, no cálculo tarifário de 2016 considerou-se para efeitos de ajustamento do ano 2014, o montante de 239,1 milhares de euros, dos quais 4,8 milhares de euros respeitam a juros. Em tarifas de 2014 foi considerado um montante de garantia de potência de 2 640 milhares de euros.

CUSTOS COM O PLANO DE PROMOÇÃO DE EFICIÊNCIA NO CONSUMO

No ajustamento de 2014 a repercutir em 2016 foram considerados 9 331 887 euros resultantes de orçamentos não executados e juros sobre pagamentos não efetuados em 2014 relativamente a três edições do Plano de Promoção de Eficiência no Consumo (PPEC). Em baixo é apresentado o detalhe da execução do PPEC.

PPEC 2009-2010

²⁴ No cálculo do ajustamento da atividade de GGS do ano de 2014, foi neutralizado o efeito tarifário em 2014 dos valores de interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 215-A/2013, relativos ao custo deste serviço ocorrido em 2013 e que foi considerado nas Tarifas de 2014 com o acréscimo de encargos financeiros previstos no n.º 2 do artigo 12.º-A da referida Portaria.

Tendo a REN efetuado pagamentos no valor de 3 311 580 euros em 2014, é necessário devolver aos consumidores 22 284 euros relativos a juros sobre o valor que a REN dispunha no final do ano de 2014 para pagamentos em 2015 (1 128 327 euros). Adicionalmente, algumas medidas do PPEC 2009-2010 foram concluídas e executadas com um custo inferior ao inicialmente previsto, tendo o valor remanescente (4 438 470 euros) que ser devolvido aos consumidores.

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 1 374 203 euros em 2014, é necessário devolver aos consumidores 194 833 euros relativos a juros sobre o valor que a REN dispunha no final do ano de 2014 para pagamentos em 2015 (9 864 979 euros). Adicionalmente, algumas medidas do PPEC 2011-2012 foram concluídas e executadas com um custo inferior ao inicialmente previsto e foi comunicada à ERSE a desistência de cinco medidas, tendo o orçamento correspondente (4 484 584 euros) que ser devolvido aos consumidores.

A ERSE irá elaborar um relatório de execução final, contendo um balanço global de implementação das medidas do PPEC 2011-2012, que terminaram a sua execução no final de 2013, procurando assim uma maior projeção e conhecimento do público sobre esta iniciativa.

PPEC 2013-2014

Tendo a REN efetuado pagamentos no valor de 242 404 euros em 2014, é necessário devolver aos consumidores 430 541 euros relativos a juros sobre o valor que a REN dispunha no final do ano de 2014 para pagamentos em 2015 (21 799 540 euros). Adicionalmente ocorreu a desistência de cinco medidas do PPEC 2013-2014, duas por extinção do promotor, tendo o orçamento correspondente (765 056 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 4-25 - Resumo ajustamento PPEC t-2

	PPEC 2009-2010	PPEC 2011-2012	PPEC 2013-2014	Total
Valor não executado	4 438 470	4 484 584	765 056	9 688 111
Juros sobre pagamentos não efetuados ano t-2	22 284	194 833	430 541	647 659

Assim, em termos globais, o ajustamento relativo a t-2 corresponde aos juros a devolver aos consumidores, no valor de 647 659 euros, adicionado do valor já conhecido como sobranse das três edições do PPEC a devolver aos consumidores, 9 688 111 euros. De referir que sobre o valor dos juros não incidirá atualização adicional para 2016.

VALOR PREVISTO DO DESVIO DA RECUPERAÇÃO DO ORT DO CUSTO COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA PAGO DURANTE O ANO DE 2015

O Quadro 4-26 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 4-26 - 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
		2015
1	Custos com a convergência tarifária da RAA previsto em 2014 para tarifas 2015	62 712
2	Custos com a convergência tarifária da RAM previsto em 2014 para tarifas 2015	43 675
3	Proveitos a recuperar pela REN, no âmbito da GGS, previsto em 2014 para tarifas 2015	310 250
4 = 5*6*1000	Valor previsto dos proveitos faturados pela aplicação da tarifa de UGS em 2015	312 406
5	quantidades (GWh)	49 038
6	tarifa (€/kWh)	0,00637
7	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de 2015	0,184%
8	Spread no ano t-1	0,500%
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	744

ACERTO PROVISÓRIO NO CAPEX DE 2015

Foi realizado um ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2015 da GGS, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2015. O valor referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é apresentado no quadro infra.

Quadro 4-27 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2015 da GGS

		Unidade 10 ³ EUR
		T2016
	Valor do custo com capital da atividade de Gestão Global do Sistema previsto em 2014 para tarifas de 2015	Tarifas 2015
1	Custo com capital [(1) = (2) + (3) * (4)]	9 946
2	Amortizações dos activos fixos	7 315
3	Valor médio dos activos fixos líquidos de amortizações e participações	41 110
4	Taxa de remuneração dos activos fixos	6,40%
	Valor do custo com capital da atividade de Gestão Global do Sistema estimado em 2015 para 2015	2015 em 2015
5	Custo com capital [(5) = (6) + (7) * (8)]	10 537
6	Amortizações dos activos fixos	8 079
7	Valor médio dos activos fixos líquidos de amortizações e participações	41 021
8	Taxa de remuneração dos activos fixos	5,99%
9	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de 2015	0,184%
10	Spread no ano t-1	0,500%
11 = [(1 - 5) * (1 + (9 + 10))]	Ajustamento provisório de 2015 do Custo com Capital da Atividade de Gestão Global do Sistema	-595

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) Custos operacionais de exploração e custos incrementais

Para o período regulatório 2015-2017 procedeu-se à redefinição dos parâmetros a aplicar para os custos de exploração e custos incrementais, nomeadamente ao nível 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 a reavaliação das metas de eficiência a aplicar.

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 sofreu uma revisão para o período de regulação 2015-2017, pelo que nos anos de 2015 e 2016 as previsões para o imobilizado transferido para exploração que integra a base de ativos valorizado a custos de referência seguiu as disposições do Despacho n.º 14430/2010, de 15 de setembro, com as alterações introduzidas pela Diretiva n.º 3/2015, de 29 de janeiro.

Para as obras com transferência para exploração prevista para 2015 e 2016, a REN indica custos de investimento estimados e previsionais que foram considerados pela ERSE na aplicação do mecanismo de custos de referência para estes anos. Constatou-se que, na generalidade, estes custos previsionais de investimento são inferiores aos respetivos custos de referência, o que corresponde a uma realização eficiente das obras. No que respeita ao cálculo dos custos de referência propriamente ditos, foram considerados no cálculo dos proveitos para 2016 os valores por obra determinados pela ERSE, tendo por base: (i) a caracterização técnica do investimento previsto que foi disponibilizada pela REN; (ii) os processos de atualização e de eficiência de custos previstos no mecanismo de custos de referência; (iii) os custos estimados e previsionais por obra disponibilizados pela REN, para o cálculo provisional do rácio C_{ref}/C_{real} e (iv) os valores dos índices de atualização de custos disponibilizados até 30 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 de encargos financeiros e para a taxa de encargos de estrutura e gestão, a Diretiva n.º 3/2015, de 29 de janeiro, contempla metodologias de atualização anual, sendo que no caso dos encargos de estrutura e gestão inclui 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 2016 foi calculada à taxa com prémio.

Quadro 4-28 - Imobilizado a custos de referência relativo a investimento transferido para exploração em 2015 e 2016

Unidade: 10³ EUR

	2015	2016
Imobilizado aceite a custos de referência c/ prémio na taxa de remuneração	146 699	83 778
Subestações	62 165	65 357
Linhas	84 535	18 421

Nota: Valores a custos totais.

Fonte: ERSE, REN

Observa-se que o valor do imobilizado a custos de referência que se prevê entrar em exploração em 2016 deverá ser inferior em cerca de 40% face ao respetivo valor estimado para 2015.

c) Incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil

Para o período regulatório 2015-2017 o incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil (MEEFVU) aplica-se a ativos de Linhas, de Transformadores e de Sistemas de Comando e Proteção. A vida útil atribuída a linhas e transformadores é de 30 anos, enquanto para os Sistemas de comando e proteção a vida útil é de 10 anos.

Para cada um destes tipos de equipamentos, a valorização do ativo para efeitos de aplicação do incentivo MEEFVU é a seguinte:

- Linhas – Valor do ativo bruto, que se encontra a preços de 1992;
- Transformadores²⁵ – 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;
- Sistemas de Comando e de Proteção²⁶ – Aplicação dos custos de referência, a preços de 2009, incluindo as unidades centrais, os painéis de comando e os painéis de proteção.

O Quadro 4-29 sintetiza os valores utilizados no cálculo deste incentivo para os proveitos permitidos de 2016. 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 os cadastros de transformadores e de sistemas de comando e proteção 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

²⁵ Esta metodologia de valorização dos investimentos de substituição dos transformadores foi usada por não existir um cadastro contabilístico individualizado por máquina.

²⁶ Esta metodologia de valorização dos investimentos de substituição dos sistemas de proteção e comando foi usada por não existir um cadastro contabilístico individualizado por unidade de proteção e comando.

aplicação deste incentivo no cálculo tarifário de 2015, o valor do imobilizado em fim de vida útil foi apresentado pela empresa para o presente exercício tarifário²⁷, tendo por base o mecanismo de custos de referência e as quantidades de equipamentos que atingem 10 anos até ao final do ano 2015.

Quadro 4-29 - Incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil

Unidade: 10³ EUR

		T2015	T2016
(1)	Taxa de remuneração	7,15%	6,74%
(2)	Parâmetro do incentivo	85,0%	85,0%
Linhas			
(3)	Ativo em fim de vida útil aceite	330 931	352 460
(4)	N.º de anos de vida útil	30	30
(5) = (3) / (4)	Amortização do exercício	11 031	11 749
(6) = (5) x 0,5 x (1)	Remuneração do ativo em fim de vida útil	394	396
(7) = (5) + (6)	Custo com capital	11 425	12 145
(8) = (7) x (2)	Incentivo para Linhas	9 712	10 323
Transformadores			
(9)	Ativo em fim de vida útil aceite	178 818	190 442
(10)	N.º de anos de vida útil	30	30
(11) = (9) / (10)	Amortização do exercício	5 961	6 348
(12) = (11) x 0,5 x (1)	Remuneração do ativo em fim de vida útil	213	214
(13) = (11) + (12)	Custo com capital	6 174	6 562
(14) = (13) x (2)	Incentivo para Transformadores	5 248	5 578
Sistemas de Comando e Proteção			
(15)	Ativo em fim de vida útil aceite	0	48 460
(16)	N.º de anos de vida útil	0	10
(17) = (15) / (16)	Amortização do exercício	0	4 846
(18) = (17) x 0,5 x (1)	Remuneração do ativo em fim de vida útil	0	163
(19) = (17) + (18)	Custo com capital	0	5 009
(20) = (19) x (2)	Incentivo para Sistemas Proteção e Comando	0	4 258
(15) = (8) + (14) + (20)	Total do incentivo	14 959	20 159

Fonte: ERSE, REN

d) Taxa de remuneração do ativo

Para os investimentos valorizados com base em custos reais a taxa de remuneração do ativo prevista para 2016 é de 5,99%. Para os investimentos que entraram em exploração a partir de 1 de janeiro de 2009, 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 6,74%.

²⁷ No exercício tarifário de 2015 a REN ainda não tinha disponível o cadastro dos sistemas de comando e proteção, que lhe permitisse a sua inclusão no cálculo do incentivo MEEFVU.

Os proveitos permitidos de 2016 incluem o ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2015, 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 4-31 os custos aceites pela ERSE de natureza ambiental ascendem a 2 460 milhares de euros.

Neste âmbito, estão considerados os custos com limpezas de florestas, decorrentes do Decreto-Lei nº 124/2006, de 28 de junho. Tendo em conta o referido no Artigo 15.º deste diploma, os troços das faixas das linhas identificados nesses planos passam, 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.

Os custos com limpezas de florestas previstos para 2016 são cerca de 2 250 milhares de euros, correspondendo aproximadamente ao valor médio dos últimos 8 anos, tal como se pode verificar no Quadro 4-30.

Quadro 4-30 - Evolução dos montantes referentes a limpeza de florestas

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Limpeza de florestas	351	708	1 389	2 395	3 691	651	3 241	428	3 092	2 800	2 250

Unidade: 10³ EUR

Incluem-se ainda nesta rubrica 210 milhares de euros referentes a obrigações legais de desvios de linhas.

PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA PARA 2016

O montante de proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT na atividade de Transporte de Energia Elétrica é dado pela expressão estabelecida no 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 4-31.

Quadro 4-31 - Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica

		Unidade 10 ³ EUR	
		Tarifas 2015	Tarifas 2016
A	Custos de exploração [(1) + (2) x (3) + (4) x (5)]	31 819	31 709
1	Componente de custos de exploração	31 578	31 513
2	Custo incremental associado à extensão de rede	395	393
3	Variação da extensão de rede, em quilómetros	318	168
4	Custo incremental associado aos painéis de subestações	5 030	4 996
5	Variação do número de painéis de subestações	23	26
B	Custos associados com a captação e gestão de subsídios comunitários	0	0
C	Custos com capital [(7) + (8)]	235 602	234 173
7	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais [(a) + (b) x (c) - (d)]	125 934	116 498
a	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	72 554	68 123
b	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	1 038 739	990 959
c	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	6,40	5,99
d	Ajustamento t-1 CAPEX	13 100	11 017
8	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência [(e) + (f) x (g) - (h)]	109 667	117 675
e	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	47 098	45 876
f	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	1 103 272	1 163 629
g	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	7,15	6,74
h	Ajustamento t-1 CAPEX	16 314	6 669
D	Incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil [(9) x (10) x (1 + 0,5 x (11) + (12)]	14 959	20 159
9	Parâmetro associado ao incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil	85,0%	85,0%
10	Somatório dos investimentos em final de vida útil / n.º de anos de vida útil	16 992	22 943
11	Taxa de remuneração a aplicar aos equipamentos que após o final de vida útil se encontrem em exploração	7,15%	6,74%
E	Valor da compensação entre operadores das redes de transporte	-2 800	500
F	Custos de natureza ambiental	3 333	2 460
G	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, atualizados 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	23 404	-5 534
I	Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica [A + B + C + D + E + F + G - H]	259 509	294 535

O aumento verificado dos proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica face ao ano anterior decorre de um conjunto de efeitos, dos quais se destacam o valor do ajustamento de t-2 a pagar à empresa e o incremento do valor do incentivo a manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil.

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 n.º 496/2011, já revogado.

O ajustamento dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica em 2014 encontra-se calculado no Quadro 4-32.

Quadro 4-32 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade TEE em 2014

		Unidade 10 ³ EUR	
		2014	Tarifas 2014
		10 ³ EUR	10 ³ EUR
$A = 1 + (2^*3/1000) + (4^*5/1000)$	Custos de exploração	40 780	40 780
1	Componente de custos de exploração	40 608	40 608
2	Custo incremental associado à extensão de rede (€/km)	401	401
3	Variação da extensão de rede, em quilómetros	168	168
4	Custo incremental associado aos painéis de subestações (€/ painel)	5 100	5 100
5	Variação do n.º de painéis de subestações	21	21
B = 6 + 7	Custos com capital	271 810	301 669
$6 = a + b^*c - d$	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	149 033	161 511
a	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	73 178	72 107
b	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	1 074 272	1 076 725
c	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	7,76%	9,00%
d	Ajustamento t-1 CAPEX	7 502	7 502
$7 = e + f^*g - h$	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	122 777	140 158
e	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	40 513	43 288
f	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	1 012 714	1 032 163
g	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	9,26%	10,50%
h	Ajustamento t-1 CAPEX	11 507	11 507
$C = 8 \times 9 \times (1 + 0,5 \times 10) - 11$	Incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil	8 642	8 344
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	16 518	15 856
10	Taxa de remuneração a aplicar aos equipamentos que após o final de vida útil se encontrem em exploração	9,26%	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	-2 384	3 000
E	Custos de natureza ambiental	3 117	2 939
F	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, atualizados para o ano t, nomeadamente auditorias	0	0
G	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-13 955	-13 955
$H = A + B + C + D + E + F - G$	Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica	335 920	370 688
I	Proveitos faturados da atividade de Transporte de Energia Elétrica por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte	360 348	
$12 = I - H$	Diferença entre os proveitos faturados e os proveitos permitidos	24 428	
$= 12^* (1+m)^*(1+n)$	Diferença entre os proveitos faturados e os proveitos permitidos atualizado para t	25 081	
K	Incentivo à disponibilidade da rede de transporte, referente a t-2	1 000	
$L = J - K$	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	24 081	
m	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários do ano 2014 + spread	1,975%	
n	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de 2015 + spread	0,684%	
tcr	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	13 100	
tcref	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	16 314	
$O = L - tcr^*(1+m) - tcref^*(1+n)$	Ajustamento em t, dos proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema faturados em t-2	-5 534	

CUSTOS OPERACIONAIS DE EXPLORAÇÃO E CUSTOS INCREMENTAIS

O valor dos custos de exploração para 2016 resulta da aplicação do mecanismo de custos incrementais, tendo sido apurados da seguinte forma: (i) custos aceites em tarifas de 2015, 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, aceites em tarifas de 2015, 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 previstos para 2016.

Quadro 4-33 - Cálculo dos custos incrementais em Tarifas de 2015

		T2015	T2016	Variação (T2016 - T2015) / (T2015)
1	Componente fixa (10 ³ EUR) IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre) Fator de eficiência (%)	31 578	31 513 0,82% 1,50%	-0,21%
2	Custos incrementais por km de rede (€/km) Fator de eficiência km de rede (%)	395	393 1,5%	-0,68%
3	Variação dos km de rede (valor médio do ano) (km)	318	168	-47,09%
4	Custos incrementais por painel de subestação (€/painel) Fator de eficiência por painel de subestação (%)	5 030	4 996 1,5%	-0,68%
5	Variação do n.º de painéis (valor médio do ano)	23	26	13,04%
[(1)+(2)x(3)/1000+(4)x(5)/1000] Custos de exploração		31 819	31 709	-0,35%

VALORIZAÇÃO DE INVESTIMENTOS A CUSTOS DE REFERÊNCIA

A valorização a custos de referência dos investimentos transferidos para exploração em 2014 obedeceu às disposições do Despacho n.º 14 430/2010, de 15 de setembro, por se reportar ainda ao período de regulação de 2012 a 2014. Conforme previsto no artigo 13.º do Anexo I deste Despacho, a REN apresentou o relatório de auditoria à aplicação dos custos de referência em 2014, que pretende validar a informação necessária para a aplicação do mecanismo de custos de referência, designadamente, as características físicas do investimento transferido para exploração, o respetivo custo real por obra e o respetivo custo de referência, atualizado e sujeito a metas de eficiência. Relativamente à auditoria à aplicação deste mecanismo aos investimentos transferidos para exploração em 2014, a ERSE focou as ações de acompanhamento na fase de verificação de métodos e documentos destinados à determinação dos custos reais.

O Quadro 4-34 resume os resultados da aplicação do mecanismo de custos de referência aos investimentos na RNT transferidos para exploração em 2014.

Quadro 4-34 - Impacte da aplicação do mecanismo na base de ativos em 2014

	Custo real 10 ³ EUR			
Imobilizado sujeito à aplicação do mecanismo de custos de referência	107 830			
Subestações	54 828			
Linhas	53 002			
	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	102 294	94,9%	109 042	6,6%
Subestações	49 730	90,7%	52 099	4,8%
Linhas	52 563	99,2%	56 942	8,3%

Fonte: ERSE, REN

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 10 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 como base de indexação a cotação média dos CDS²⁹ da República Portuguesa a 5 anos, calculada nos 12 meses terminados no mês de setembro do ano a que diz respeito as tarifas. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2014 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 2014 as taxas de remuneração finais para o ano de 2014 correspondem a 7,76% e 9,26%, respetivamente, tal como mencionado no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2015 das empresas reguladas do setor elétrico”, publicado pela ERSE.

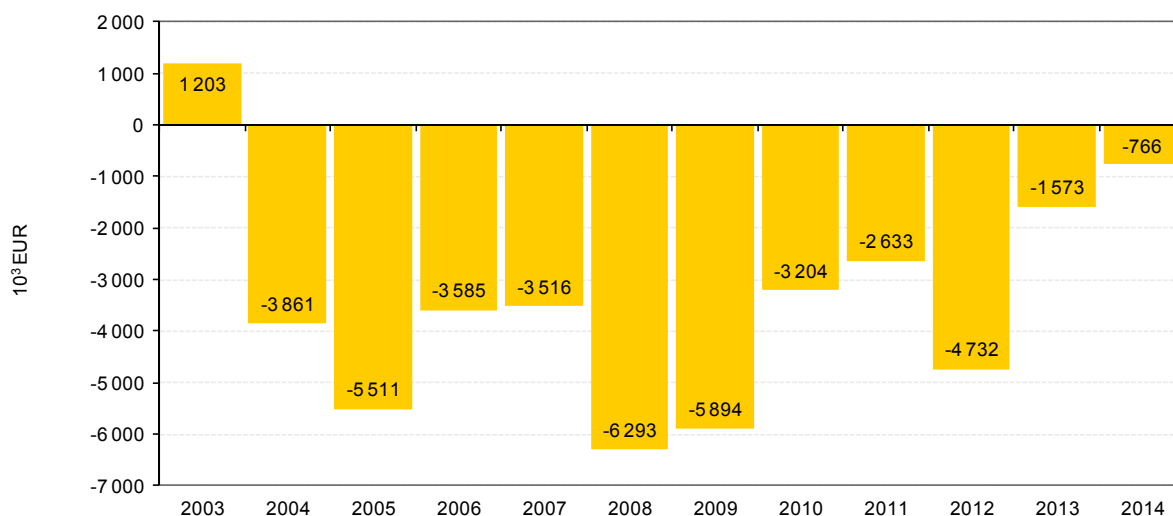
CUSTOS COM COMPENSAÇÃO ENTRE OPERADORES DA REDE DE TRANSPORTE

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 2003, para pagadora desde 2004, conforme se demonstra na Figura 4-8. O montante pago pela REN em 2014 ascende a 766 milhares de euros, o valor anual mais baixo desde que a REN é pagadora.

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

²⁹ *Credit Default Swaps*.

Figura 4-8 - Compensação entre TSO



A receita associada ao mecanismo de gestão conjunta da interligação Portugal - Espanha em 2014 atingiu 3 532 milhares de euros aos quais foram deduzidos 384 milhares de euros resultantes de *Financial Transaction Rights (FTR)*. O saldo remanescente em 31 de dezembro foi de 3 150 milhares de euros.

CUSTOS DE NATUREZA AMBIENTAL

Conforme apresentado no Quadro 4-32, os custos de natureza ambiental aceites pela ERSE ascendem a 3 117 milhares de euros, sendo que (i) 3 092 milhares de euros correspondem a custos com limpezas de florestas, (ii) -5 milhares de euros relativos ao saldo associado à obrigação legal de desvios de linhas; e (iii) 30 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 2014 e o ocorrido no mesmo ano.

Quadro 4-35 - Custos de natureza ambiental

Unidade: 103 EUR

	2014	Tarifas 2014	Variação %
Compensações sociais e ambientais	30	0	
Limpeza de florestas	3 092	2 600	19%
Desvios de linhas obrigação legal	-5	339	101%
Custos de natureza ambiental	3 117	2 939	6%

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

O artigo 131.º do Regulamento Tarifário em vigor 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.

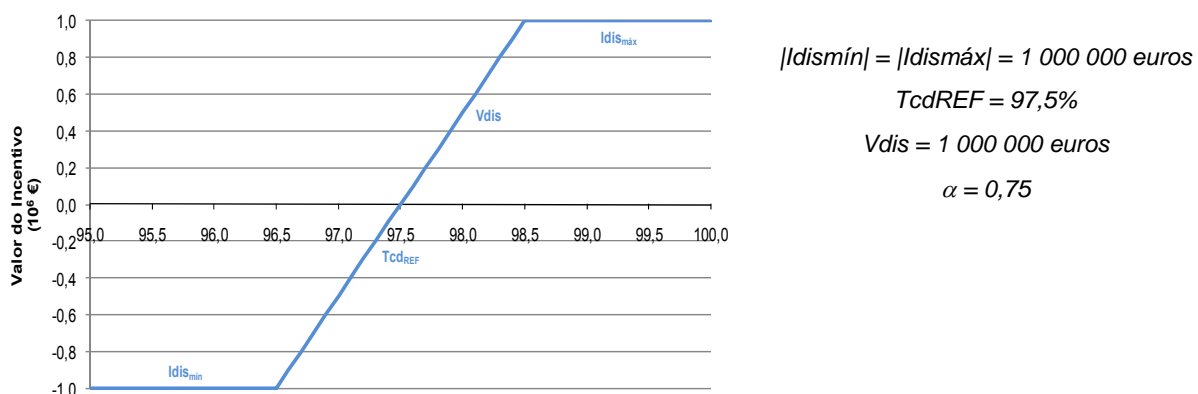
Para efeitos deste mecanismo, a disponibilidade da RNT é avaliada com base na taxa combinada de disponibilidade (T_{cd}), que resulta da ponderação das taxas de disponibilidade média das linhas ($T_{d_{cl}}$) e dos transformadores de potência ($T_{d_{tp}}$), através do parâmetro α , de acordo com a seguinte 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 ($T_{cd_{REF}}$) e a disponibilidade efetiva da RNT. Caso a disponibilidade efetiva da RNT seja superior a $T_{cd_{REF}}$, o incentivo traduz-se num prémio, caso contrário, o incentivo traduz-se numa penalidade. O valor do incentivo é limitado, quer no prémio ($I_{dis_{máx}}$) quer na penalidade ($I_{dis_{mín}}$) e simétrico relativamente ao valor de $T_{cd_{REF}}$.

Na Figura 4-9 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 4-9 - Mecanismo de Incentivo ao Aumento da Disponibilidade dos Elementos da RNT e respetivos valores dos parâmetros para 2012-2014



No ano de 2014, a “taxa combinada de disponibilidade” da rede da RNT foi de 98,89%, superior ao valor de referência do mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT, 97,5%. Este resultado dá lugar ao pagamento, em 2016, de um prémio correspondente ao valor máximo do incentivo, 1 milhão de euros.

ACERTO PROVISÓRIO NO CAPEX DE 2015

Foi realizado um ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2015 da TEE, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa final para 2015. O valor referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é apresentado no quadro infra.

Quadro 4-36 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2015 da TEE

		Unidade 10 ³ EUR
		T 2016
	Valor do custo com capital da atividade de Transporte de Energia Eléctrica previsto em 2014 para tarifas de 2015	Tarifas 2015
1	Custo com capital referente a activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais [(1) = (2) + (3) * (4)]	139 034
2	Amortizações dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	72 554
3	Valor médio dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	1 038 739
4	Taxa de remuneração dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	6,40%
5	Custo com capital referente a activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência [(5) = (6) + (7) * (8)]	125 981
6	Amortizações dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	47 098
7	Valor médio dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	1 103 272
8	Taxa de remuneração dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	7,15%
	Valor do custo com capital da atividade de Transporte de Energia Eléctrica estimado em 2015 para 2015	2015 em 2015
9	Custo com capital referente a activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais [(9) = (10) + (11) * (12)]	128 092
10	Amortizações dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	66 409
11	Valor médio dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	1 029 170
12	Taxa de remuneração dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	5,99%
13	Custo com capital referente a activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência [(13) = (14) + (15) * (16)]	119 358
14	Amortizações dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	45 446
15	Valor médio dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	1 096 055
16	Taxa de remuneração dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	6,74%
17	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de 2015	0,184%
18	Spread no ano t-1	0,500%
19 = [(1 + 5 - 9 - 13) * (1 + (17 + 18))]	Ajustamento provisório de 2015 do Custo com Capital da Atividade de Transporte de Energia Eléctrica	17 686

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 Elétrica 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. No atual período de regulação, 2015-2017, manteve-se a metodologia de regulação aplicada no período anterior apenas com uma alteração ao nível do incentivo ao investimento em redes inteligentes. Sucintamente, as formas de regulação das atividades reguladas da EDP Distribuição são:

- Distribuição de Energia Elétrica – 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* com base em custos reais. 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.

No cálculo dos proveitos permitidos desta atividade são ainda incorporados os seguintes custos e proveitos, de forma a serem refletidos nas tarifas de acesso pagas por todos os consumidores de energia elétrica:

- Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial (PRE);
- 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, na redação do Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro.
- Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC).
- Desconto respeitante à Tarifa Social.

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

As regras para o cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial foram alteradas com efeitos a partir de 2011. Esta situação resultou da necessidade de maior racionalidade económica no aprovisionamento do CUR.

O volume de aquisição de energia elétrica à PRE por parte do CUR já era de tal modo importante antes de 2011 que, em certos momentos, tornava residual a necessidade de aquisição de energia elétrica para fornecimento dos clientes do CUR. Esta situação provocava uma grande volatilidade na gestão das quantidades a curto prazo, que impossibilitava 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 em 2011, permitiu 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 2016 inclui:

- a) Diferencial de custo do próprio ano;
- b) Os custos de funcionamento e outros custos, nomeadamente os associados aos pagamentos de tarifa de acesso à rede de Transporte a suportar por produtores em regime especial;
- c) Diferimento do diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, determinado pela aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no Artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, alterado pelo Decreto-lei n.º 178/2015, de 27 de agosto;
- 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, estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho;
- f) Ajustamentos dos diferenciais de custo da PRE referentes a 2014 e a 2015.

Quadro 4-37 - Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial

		Unidade 10 ³ EUR	
		Tarifas 2015	Tarifas 2016
A	Diferencial de custo com a aquisição da PRE ¹ [(1)-(2)+(3)+(4)-(5)-(6)+(7)-(8)-(9)]	718 149	611 579
1	Compras	1 450 322	1 445 789
2	Vendas	666 010	682 622
3	Outros custos	7 044	7 355
4	Custos de funcionamento	6 769	5 238
5	Ajustamento t-1	-184 163	118 246
6	Ajustamento t-2	-145 551	7 872
7	Alisamento quinzenal - artº 73º A	-314 445	106 523
8	Medidas de sustentabilidade do SEN com impacto na PRE decorrentes da legislação em vigor	71 247	116 066
9	Mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013	24 000	24 000
10	Montante adicional a título de pagamento final, artigo 4.º da Portaria 225/2015, referente aos anos de 2013 e 2014		4 521
B	Diferencial de custo com a aquisição da PRE ² [(10)-(11)+(12)+(13)-(14)-(15)+(16)+(17)]	507 508	643 006
11	Compras	814 638	833 166
12	Vendas	325 110	317 635
13	Outros custos	3 311	3 265
14	Custos de funcionamento	6 769	5 238
15	Ajustamento t-1	-72 139	-8 691
16	Ajustamento t-2	2 386	11 059
17	Reposição gradual no âmbito da reclassificação do sobrecusto da Cogeração	0	0
18	Alisamento quinzenal - artº 73º A	-61 854	121 341
A+B	Total dos proveitos a recuperar pela função de compra e venda de energia da PRE	1 225 657	1 254 585

a) Mecanismo de colocação a prazo da energia adquirida à PRE

Tal como referido anteriormente, a atividade de aquisição de energia por parte do CUR foi desagregada na função de Compra e Venda de Energia para abastecimento da carteira de clientes e na função de Compra e Venda da Energia de PRE.

Esta desagregação em duas funções introduziu a possibilidade de se desenvolverem mecanismos regulados de colocação a prazo, além da sua colocação no referencial de mercado à vista, da energia adquirida à PRE por aquela entidade.

Estes mecanismos asseguram a minimização dos riscos de desvios de colocação e permitem a diversificação no preço de venda da energia de PRE, assegurando uma mitigação da exposição à volatilidade de preço no mercado à vista, bem como constituem uma forma de acesso da energia por parte dos comercializadores em regime de mercado.

b) Diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia a produtores em regime especial – (Alisamento quinquenal)

Em 2011, através da publicação do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, mais concretamente do Artigo 73-A.º, foi introduzida uma nova possibilidade de repercussão dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, designadamente através do seu diferimento em parcelas que são repercutidas nos proveitos de 5 anos seguintes.

Recentemente o Decreto-lei n.º 178/2015, de 27 de agosto veio alterar o regime de transferência intertemporal estabelecido e, de acordo com o n.º 8 do Artigo 73-A.º, prolongando-se até 31 de dezembro de 2020 a sua aplicação.

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 PRE¹ relativos a 2016, no valor de 40 milhões de euros, de acordo com o Despacho da Secretaria de Estado da Energia n.º 11566-A/2015, de 15 de outubro.

O quadro seguinte apresenta o impacto do valor diferido referente a proveitos permitidos de 2016 e os respetivos juros no período quinquenal.

Quadro 4-38 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial referente a proveitos permitidos de 2016

Unidade 10³ EUR

	Diferimento PRE					Total
	T2016	T2017	T2018	T2019	T2020	
PRE ¹⁽¹⁾						
anuidade	62 694	191 896	191 896	191 896	191 896	830 279
Amortização capital ⁽²⁾	40 000	170 408	175 543	180 833	186 283	753 067
juros	22 694	21 488	16 353	11 063	5 614	77 212
valor a abater aos pp ⁽³⁾	713 067					
Alisamento quinquenal	-713 067	191 896	191 896	191 896	191 896	830 279
PRE ²⁽⁴⁾						
anuidade	15 330	136 899	136 899	136 899	136 899	562 927
Amortização capital ⁽²⁾	0	121 569	125 233	129 007	132 894	508 704
juros	15 330	15 330	11 666	7 892	4 005	54 223
valor a abater aos pp ⁽³⁾	508 704					
Alisamento quinquenal	-508 704	136 899	136 899	136 899	136 899	562 927

Notas: PRE ¹⁽¹⁾ - Produção em Regime Especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio
Amortização capital ⁽²⁾ - Valor equivalente do SPRE a 1 de janeiro de 2016

Valor a abater aos pp ⁽³⁾ - Valor a 31 de dezembro de 2016

PRE ²⁽⁴⁾ - Produção em Regime Especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

Seguidamente apresenta-se o quadro com o efeito acumulado dos diferimentos dos diferenciais de custo da PRE efetuados desde o cálculo de proveitos permitidos de 2012 até 2016 e respetivos juros no período remanescente para a sua repercussão. O maior impacte dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRE, relativos ao período compreendido entre 2012 e 2016, verificar-se-á nas tarifas de 2017.

Quadro 4-39 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRE de 2012 a 2016 nos proveitos permitidos de 2016

Unidade 10⁹ EUR

	Diferimento PRE				
	T2016	T2017	T2018	T2019	T2020
PRE ^{1 (1)}					
anuidade	882 284	868 326	681 631	436 405	191 896
Amortização capital	771 323	793 637	639 896	418 189	186 283
juros	110 960	74 689	41 736	18 216	5 614
Alisamento quinquenal	106 523	868 326	681 631	436 405	191 896
PRE ^{2 (2)}					
anuidade	645 374	627 149	447 259	285 640	136 899
Amortização capital	564 454	574 674	419 579	273 397	132 894
juros	80 921	52 475	27 680	12 244	4 005
Alisamento quinquenal	121 341	627 149	447 259	285 640	136 899

Notas: PRE ^{1 (1)} - Produção em Regime Especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio
 PRE ^{2 (2)} - Produção em Regime Especial, 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, através da publicação do Despacho n.º 14451-A/2014, 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 2015.

Quadro 4-40 - Diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial referente a proveitos permitidos de 2015

Unidade 10³ EUR

	Diferimento PRE					
	Valor definitivo 2015	T2016	T2017	T2018	T2019	Total
PRE 1⁽¹⁾						
anuidade	226 983	244 509	244 509	244 509	244 509	1 205 019
Amortização capital	193 764	217 129	223 672	230 413	237 356	1 102 334
juros	33 219	27 380	20 837	14 096	7 153	102 684
Alisamento quinquenal	-908 570	244 509	244 509	244 509	244 509	1 205 019
PRE 2⁽²⁾						
anuidade	16 656	148 741	148 741	148 741	148 741	611 619
Amortização capital	0	132 085	136 065	140 166	144 390	552 706
juros	16 656	16 656	12 675	8 575	4 351	58 913
Alisamento quinquenal	-552 706	148 741	148 741	148 741	148 741	611 619

Notas: PRE ⁽¹⁾ - Produção em Regime Especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio
 PRE ⁽²⁾ - Produção em Regime Especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

c) Medidas de sustentabilidade do SEN com impacte no diferencial de custo da PRE

Para os proveitos permitidos de 2016 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, decorrentes da legislação em vigor:

- 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 previsão do montante que reverterá para o SEN em 2016 deverá rondar os 88 milhões de euros.

No que respeita à previsão da compensação anual dos produtores eólicos para a sustentabilidade do SEN, prevê-se um montante na ordem de 27 milhões de euros, no ano de 2016.

d) Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013

Este diploma 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 igualmente 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, alterada pela Portaria n.º 225/2015, de 30 de julho estabelece o procedimento de elaboração do estudo sobre os impactos 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. A Portaria supramencionada, estabelece, igualmente, a repartição dos custos de interesse económico geral (CIEG) a suportar em função dos resultados do referido estudo, pelos produtores de energia em regime ordinário e outros produtores que não estejam enquadrados no regime de remuneração garantida abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho.

A ERSE deve efetuar semestralmente um estudo sobre o impacto 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, nos termos do Despacho n.º 10244/2013, de 5 de agosto, do Secretário de Estado da Energia.

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 2016, e de cerca de 19 milhões de euros, como estimativa para 2015.

Supletivamente, o n.º 2 do artigo 4.º da Portaria n.º 225/2015, de 30 de julho estabelece um montante adicional de 0,9 €/MWh por cada MWh que tiver sido injetado na rede, por parte de cada um dos centros electroprodutores, abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, excluindo-se as centrais de ciclo combinado de gás natural. De acordo com os cálculos efetuados, o montante a repercutir em tarifas 2016 é de 4 521 milhares de euros.

Estas medidas terão impacto na tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da Rede de Distribuição e serão integralmente deduzidos ao sobrecusto da PRE^{1 30}.

AMORTIZAÇÃO E JUROS DA DÍVIDA TARIFÁRIA

O Quadro 4-41 apresenta os movimentos da dívida tarifária incluídos em tarifas de 2016, 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 2016, referente a estes défices, é de 38,5 milhões de euros. Estes défices foram titularizados ao BCP e à CGD;
- O diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial decorrente 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 o ano de 2013. O saldo em dívida em 2016, referente a este diferimento é de 346,3 milhões de euros. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizado ao Santander e à Tagus.
- O diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial decorrente 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 o ano de 2014. O saldo em dívida em 2016, referente a este diferimento é de 758,4 milhões de euros. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizado ao BCP, ao Santander, à Tagus e à CGD..
- O diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial decorrente 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 o ano de 2015. O saldo em dívida em 2016, referente a este diferimento é de 1 112,1 milhões de euros.
- O diferimento, no montante de 1 221,8 milhões de euros, dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial decorrente 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, alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de Agosto ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2016.

³⁰ PRE¹ - Produção em Regime Especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

- 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 serem recuperados num período de 15 anos com efeitos a partir de 2010 e até 2024. O saldo em dívida em 2016, referente a estes défices, é de 1 000,2 milhões de euros. Estes défices foram cedidos à Tagus – Sociedade de Titularização de Créditos, SA a 3 de março de 2009 e a 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. Parte do valor em dívida acrescido dos respetivos juros foi titularizado à Tagus em dezembro de 2014.

Quadro 4-41 - Amortização e juros da dívida tarifária

Unidade: EUR

	Saldo em dívida em 2015	Juros 2016	Amortização e regularizações 2016	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2016	Saldo em dívida em 2016
		(1)	(2)	(3) = (1)+(2)	
EDA (BCP e CGD)	24 447 016	118 812	12 193 877	12 312 689	12 253 139
Convergência tarifária de 2006	8 619 381	41 890	4 299 243	4 341 134	4 320 138
Convergência tarifária de 2007	15 827 635	76 922	7 894 634	7 971 556	7 933 001
EEM (BCP e CGD)	13 621 400	66 200	6 794 190	6 860 390	6 827 210
Convergência tarifária de 2006	3 151 148	15 315	1 571 755	1 587 069	1 579 393
Convergência tarifária de 2007	10 470 251	50 885	5 222 435	5 273 321	5 247 816
EDP Serviço Universal	4 801 253 341	175 072 085	1 564 863 370	1 739 935 455	4 458 160 513
BCP e CGD	38 711 031	188 136	19 308 596	19 496 731	19 402 435
Défice de BT de 2006	28 060 734	136 375	13 996 356	14 132 731	14 064 376
Continente	28 066 348	131 056	13 450 489	13 581 546	13 515 859
Regiões Autónomas	1 094 386	5 319	545 866	551 185	548 519
Défice de BTn de 2007	10 650 297	51 760	5 312 240	5 364 000	5 338 057
Continente	10 234 421	49 739	5 104 806	5 154 545	5 129 615
Regiões Autónomas	415 876	2 021	207 434	209 455	208 442
BCP	0	0	0	0	0
Reposição gradual de efeito da reclassificação da Cogeração FER	0	0	0	0	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012	266 134 995	16 819 732	266 134 995	282 954 727	0
EDP Serviço Universal	6 253 026	395 191	6 253 026	6 648 217	0
BCP	93 957 868	5 938 137	93 957 868	99 896 006	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012					
Santander	40 864 078	2 582 610	40 864 078	43 446 688	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012					
Tagus, SA	125 060 023	7 903 793	125 060 023	132 963 816	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2013	673 550 041	39 373 726	327 211 127	366 584 853	346 338 913
EDP Serviço Universal	218 912 599	12 796 977	106 347 905	119 144 881	112 564 695
Santander	72 915 830	4 262 442	35 422 566	39 685 008	37 493 264
Diferimento do sobrecusto PRE de 2013					
Tagus, SA	381 721 611	22 314 307	185 440 656	207 754 963	196 280 955
Diferimento do sobrecusto PRE de 2013					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	1 196 917 999	53 628 866	438 540 171	492 169 037	758 377 828
EDP Serviço Universal	451 700 532	17 675 849	201 742 380	219 418 230	249 958 152
BCP	133 697 076	6 450 215	42 483 132	48 933 348	91 213 943
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014					
Santander	151 167 786	7 293 090	48 034 566	55 327 656	103 133 220
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014					
Tagus, SA	371 558 739	17 925 851	118 065 253	135 991 104	253 493 486
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014					
CGD, S.A.	88 793 867	4 283 860	28 214 840	32 498 700	60 579 027
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	1 511 150 955	44 035 562	399 088 851	443 124 413	1 112 062 103
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016 ⁽¹⁾					1 221 770 542
Tagus, SA	1 114 788 320	21 582 302	114 579 629	136 161 931	1 000 208 691
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	825 299 346	15 977 795	84 825 515	100 803 310	740 473 832
Sobrecusto da PRE 2009	289 488 974	5 604 507	29 754 114	35 358 621	259 734 859
Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008	0	-556 237	0	-556 237	0
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009	0	-556 237	0	-556 237	0
EDP Distribuição	240 869 416	12 043 471	0	12 043 471	240 869 416
Parcela de acerto de 2012					
EDP Distribuição	12 043 482	602 179		602 179	12 043 482
Tagus SA	228 825 936	11 441 292		11 441 292	228 825 936
Total	5 060 191 175	187 300 569	1 583 851 436	1 771 152 005	4 718 110 280

Nota:

⁽¹⁾ O valor total do sobrecusto PRE previsto para 2016 é 1 262 milhões de euros. Em 2016 serão amortizados 40 milhões 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 2014 e estimados para 2015, é efetuada, nos termos do Regulamento Tarifário em vigor, através da tarifa de UGS a aplicar pelo operador da rede de distribuição, paga por todos os clientes. Estes custos, no montante de -56 859 milhares de euros para 2014

(ajustamento da tarifa de energia -54 670 milhares de euros e ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo de -2 189 milhares de euros) e 68 314 milhares de euros para 2015, serão discriminados 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

O processo de extinção de tarifas reguladas tem implicações ao nível das tarifas de comercialização a aplicar aos clientes finais em MAT, AT, MT, BTE e BTN.

O processo de extinção das tarifas reguladas assentou na publicação de alguma legislação-base, 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, ambos na última redação do Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, que estabeleceu o procedimento de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais em MAT, AT, MT e BTE. De acordo com a Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, a data para a extinção das tarifas transitórias para fornecimentos de eletricidade a clientes finais com consumos em AT, MT, BTE e BTN foi fixada para 31 de dezembro de 2017. Devido ao processo de extinção de tarifas reguladas, e à consequente saída dos clientes para o mercado, as tarifas de comercialização não recuperam os proveitos permitidos previstos. Como tal, a ERSE aplicou 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, estabelecido legalmente, operando-se a recuperação destes proveitos através da tarifa de UGS.

Adicionalmente, e tal como definido na legislação em vigor, a tarifa transitória sofre agravamento percentual como forma de incentivar os clientes a escolher um comercializador em mercado, sendo o sobreproveito resultante repartido por todos os consumidores.

Deste modo, 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 serão repercutidos nos restantes consumidores através da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) do ORD. Em 2016 estes valores ascendem a 13 190 milhares de euros e -4 272 milhares de euros, respetivamente.

CUSTOS COM TARIFA SOCIAL

O Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, veio criar a tarifa social de fornecimento de energia elétrica a aplicar a clientes finais economicamente vulneráveis. Este regime legal prevê a aplicação de um desconto na tarifa de acesso

às redes em baixa tensão normal, o qual é fixado anualmente através de despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, sendo a ERSE ouvida neste processo.

De acordo com número 1 do Despacho n.º 11 566-A/2015, do Secretário de Estado da Energia, publicado no Diário da República, 2.ª série n.º 202, de 15 de outubro, o desconto correspondente à tarifa social a aplicar nas tarifas de eletricidade de 2016 deve corresponder a um valor que permita um desconto de 20% sobre o preço bruto do fornecimento de energia elétrica, excluído de IVA e demais impostos, contribuições e ou taxas aplicáveis.

Os custos com a tarifa social ascendem em 2016 a cerca de 32 015 milhares de euros. De acordo com o regime legal em vigor, este montante é financiado pelos centros electroprodutores em regime ordinário³¹ na proporção da sua potência instalada, conforme apresentado no Quadro 4-42. Para este efeito, a ERSE obteve da Direção Geral de Energia e Geologia informação sobre as potências instaladas (em MW) dos centros electroprodutores que se prevê estarem em exploração em 2016.

³¹ De acordo com o número 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, 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. Para este efeito entende-se por titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, os que exercem a atividade de produção que não esteja abrangida por um regime jurídico especial de produção de eletricidade, nos termos do artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, bem como, os titulares dos aproveitamentos hidroelétricos com potência superior a 10 MVA.

**Quadro 4-42 - Financiamento da tarifa social referente a 2016
pelos produtores em regime ordinário**

	Tarifa Social 2016		
	Potência p/ repartição da Tarifa Social		Valor por empresa
	MW	%	10 ³ EUR
EDP Produção	8 126,9	72,9%	23 352,4
Centrais com CMEC	3 770,0	33,8%	10 832,9
Centrais com CAE			
Centrais com GP	2 225,4	20,0%	6 394,6
Restantes centrais	2 131,5	19,1%	6 124,9
Iberdrola			
Centrais com CMEC			
Centrais com CAE			
Centrais com GP			
Restantes centrais			
Endesa	845,0	7,6%	2 428,2
Centrais com CMEC			
Centrais com CAE			
Centrais com GP	845,0	7,6%	2 428,2
Restantes centrais			
Tejo Energia	615,2	5,5%	1 767,8
Centrais com CMEC			
Centrais com CAE	615,2	5,5%	1 767,8
Centrais com GP			
Restantes centrais			
Turbogás	1 057,1	9,5%	3 037,6
Centrais com CMEC			
Centrais com CAE	1 057,1	9,5%	3 037,6
Centrais com GP			
Restantes centrais			
Hidroelétrica Guadiana	497,4	4,5%	1 429,3
Centrais com CMEC			
Centrais com CAE			
Centrais com GP	257,4	2,3%	739,6
Restantes centrais	240,0	2,2%	689,6
Total	11 141,6	100,0%	32 015,3
Centrais com CMEC	3 770,0	33,8%	10 832,9
Centrais com CAE	1 672,3	15,0%	4 805,4
Centrais com GP	3 327,8	29,9%	9 562,4
Restantes centrais	2 371,5	21,3%	6 814,5

Fonte: ERSE, REN

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.

e) 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.

O desvio da faturação da parcela fixa, de acordo com o Decreto-Lei n.º 240/2004 deverá ser repercutido nas tarifas do ano seguinte em doze prestações a partir de 1 de abril. Em tarifas 2015 foram incluídas nove mensalidades e as restantes três serão recuperadas em 2016 durante o 1º trimestre.

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.

f) 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 fixo;
- A evolução da taxa de inflação, que influencia o encargo fixo.

Para o ano de 2014, o valor total dos ajustamentos dos CMEC foi de 83 040 milhares de euros, sem juros, de acordo com despacho de homologação, a publicar. Para este ajustamento contribuíram os desvios respeitantes à central termoelétrica de Sines, única térmica com CMEC entre 2013 e 2017, sendo que os desvios respeitantes às centrais hídricas enquadradas pelos CMEC foram negativos (a devolver pela empresa).

O remanescente do ajustamento da parcela de acerto de 2014 acrescida dos respetivos juros irá ser recuperado nas tarifas de 2016 durante o 1º trimestre. Na parcela de acerto são ainda considerados os desvios de faturação e os juros devidos à EDP Distribuição em 2016 pelo diferimento da parcela de acerto dos CMEC de 2012, conforme estabelecido na Portaria n.º 500/2014, de 26 de junho.

Em 2016 são ainda considerados nesta parcela (i) o acerto relativo ao desvio de faturação da parcela de acerto da revisibilidade de 2011 incluído nas tarifas de 2015 no montante de 1 807 milhares de euros³² e (ii) o acerto de juros relativos ao diferimento da parcela de acerto dos CMEC de 2012 devidos à EDP Produção no montante de 3 672 milhares de euros.

³² Nas tarifas de 2015 consideraram-se 9/12 da estimativa dos desvios de faturação da parcela de acerto relativa à revisibilidade de 2011. No entanto, tendo ocorrido o diferimento desta componente, a transferência para a EDP Produção ocorreu em prestações de valores fixos, pelo que não existe desvios de faturação. Esta situação foi corrigida em contrapartida do ajustamento da atividade de compra e venda de acesso à rede de transporte de 2014.

A metodologia de cálculo de juros aplicada à parcela de acerto dos CMEC considera os ganhos da EDP Distribuição decorrentes do recebimento antecipado através da parcela de alisamento, bem como o desfasamento temporal do recebimento da EDP Produção, face ao estabelecido no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro.

g) Análise do cálculo da parcela de acerto

A redução do ajustamento dos CMEC face ao verificado no ano de 2013, em que o valor do desvio ascendeu a cerca de 135 milhões de euros, decorreu essencialmente dos seguintes fatores:

- Redução dos desvios dos encargos fixos face aos valores previstos no cálculo inicial, que se justifica parcialmente com o fim dos CMEC nas centrais hidroelétricas de Miranda, Picote I e Bemposta I;
- Acréscimo das receitas com serviços de sistema das centrais com CMEC, que foram considerados no cálculo do ajustamento do ano 2014, que foram afetadas na componente correspondente à banda de regulação secundária pela entrada em vigor do Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, da Secretaria de Estado da Energia.

No Quadro 4-43 apresenta-se a desagregação do ajustamento dos CMEC de 2014 face ao valor inicial dos CMEC deste ano, por centrais hídricas e térmicas e por rúbricas.

Quadro 4-43 - Ajustamento do montante dos CMEC

		Unidade: 10 ³ Eur		
		Valor apurado para 2014	Cálculo valor inicial dos CMEC para 2014	Valor definido do ajustamento para 2014
Receitas de mercado				
1.1	Centrais hídricas	365 845	395 849	-30 004
1.2	Centrais térmicas	379 626	499 412	-119 786
1 = 1.1+1.2	Total	745 471	895 261	-149 790
Custos de exploração (CE) + CO₂				
2.1	Centrais térmicas CE (Comb. + O&M)	202 376	181 521	20 855
2.2	Centrais térmicas CO ₂	46 009	116 721	-70 712
2 = 2.1+2.2	Total	248 385	298 242	-49 857
Margem de exploração				
3.1=1.1	Centrais hídricas	365 845	395 849	-30 004
3.2=1.2-2	Centrais térmicas	131 241	201 170	-69 929
3 = 1-2	Total	497 086	597 019	-99 933
Receitas de serviço de sistema				
4.1	Centrais hídricas	44 597	0	44 597
4.2	Centrais térmicas	16 857	0	16 857
4 = 4.1+4.2	Total	61 454	0	61 454
Encargo fixo (EF) e Outros Encargos (OE)				
5.1	Centrais hídricas EF	465 672	466 141	-469
5.2	Centrais térmicas EF	214 993	187 560	27 433
5.3	Centrais hídricas OE	8 120	649	7 471
5.4	Centrais térmicas OE	11 967	1 841	10 126
5 = 5.1+5.2+5.3+5.4	Total	700 752	656 191	44 561
Ajustamento total do montante dos CMEC				
6.1 = 5.1+5.3-4.1-3.1	Centrais hídricas	63 350	70 941	-7 591
6.2 = 5.2+5.4-4.2-3.2	Centrais térmicas	78 862	-11 769	90 631
6 = 6.1+6.2	Total	142 212	59 172	83 040

Fonte: ERSE, EDP, REN

Como se observa neste quadro, a margem de exploração apurada foi inferior à prevista no cálculo inicial dos CMEC em 2007 em cerca de 99 933 milhares de euros, representando o maior contributo para o ajustamento total a realizar no ano de 2014.

Por outro lado, verificou-se um desvio por excesso das rubricas de encargos fixos e outros encargos, no valor de 44 561 milhares de euros, dos quais 27 433 milhares de euros respeitam ao ajustamento do encargo fixo da central de Sines, em virtude do coeficiente de disponibilidade declarado nesta central ser substancialmente superior ao coeficiente de disponibilidade previsto em todos os meses de 2014.

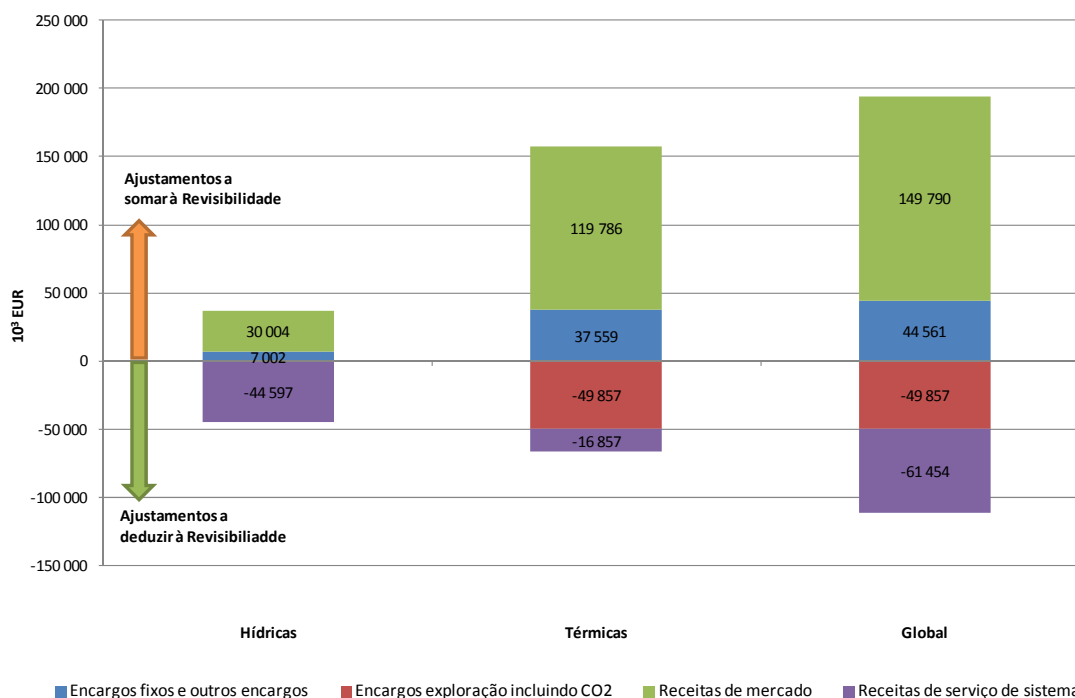
Quanto ao desvio por excesso da rúbrica de outros encargos, este resulta da existência de um conjunto de custos³³ não previstos aquando do cálculo do valor inicial dos CMEC em 2007.

No que respeita às receitas com serviços de sistema, que representam cerca de 61 454 milhares de euros, permitiram reduzir o valor dos ajustamentos dos CMEC em 2014, dado que não foram também previstas aquando do cálculo do valor inicial dos CMEC em 2007. Sobre este tema, importa referir que o Despacho n.º 4694/2014, de 1 de abril, da Secretaria de Estado da Energia, que estabeleceu os procedimentos a seguir no cálculo da revisibilidade, relativamente à participação das centrais com CMEC no mercado de banda de regulação secundária, teve aplicação a partir de abril de 2014 e, conseqüentemente, efeitos nas respetivas receitas com serviços de sistema das centrais com CMEC. Adicionalmente, este Despacho determinou a realização de auditorias, que devem ser promovidas pelo Gestor de Sistema, que identifiquem a existência de risco de sobrecompensação no modo de cálculo da revisibilidade dos CMEC, relativamente à participação destas centrais no mercado de serviços de sistema, que tenha originado ou venha a originar distorções da concorrência neste mercado. De momento ainda não são conhecidos os resultados da primeira auditoria, devendo eventuais montantes de sobrecompensação que sejam identificados, ser refletidos nos cálculos de revisibilidade dos CMEC de anos seguintes.

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

³³ 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.

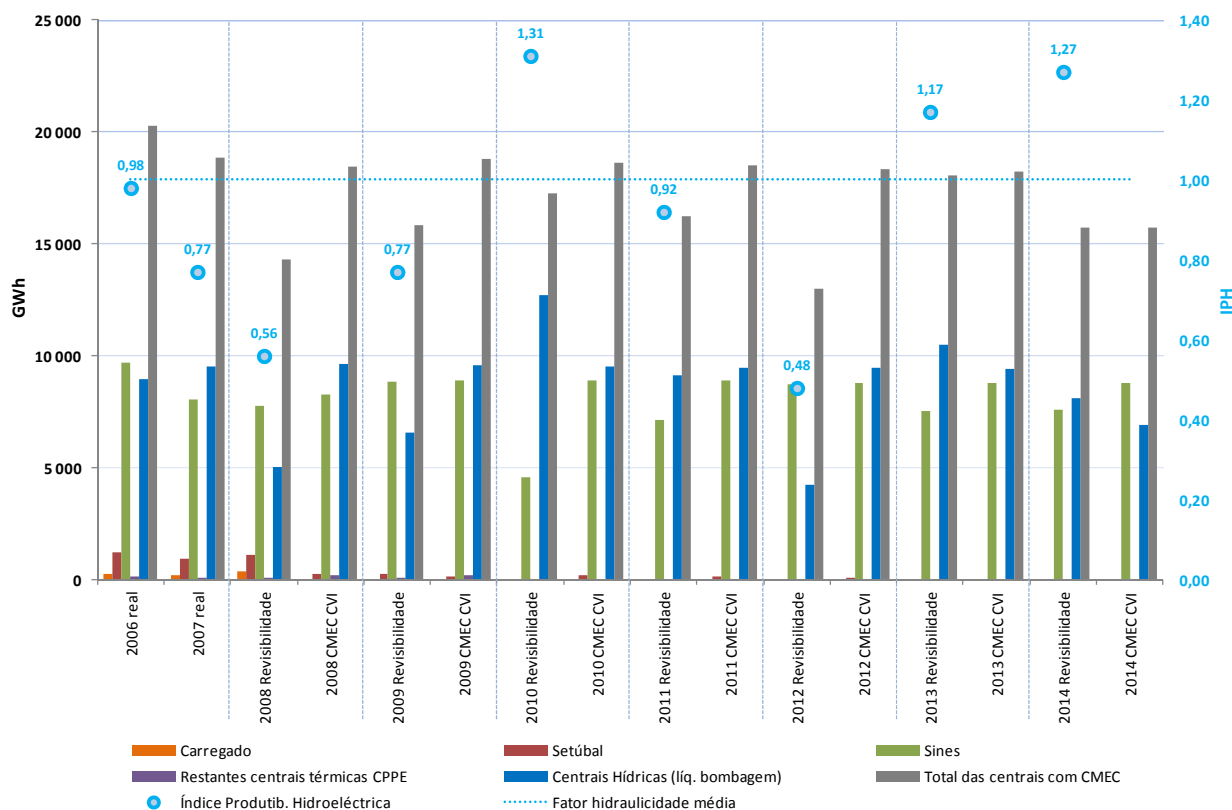
Figura 4-10 - Ajustamento do montante dos CMEC por parcela



Fonte: ERSE, EDP, REN

O ano de 2014 foi um ano com um índice de produtividade hidroelétrica elevado ($IPH_{2014}=1,27$), o que se traduziu numa elevada produção das centrais hídricas, significativamente acima do valor previsto no cálculo inicial dos CMEC. No entanto, este aspeto levou, simultaneamente, a uma redução da produção da central térmica de Sines de amplitude semelhante. A combinação desses efeitos permitiu que a produção total das centrais com CMEC, apurada no cálculo da revisibilidade, seja muito próxima da prevista no cálculo inicial. Estes aspetos, que se podem observar na Figura 4-11, traduzir-se-iam num efeito de manutenção da receita de mercado das centrais com CMEC, se apenas fosse considerado o efeito de quantidades.

Figura 4-11 - Produção das centrais com CMEC e índice de produtibilidade hidroelétrica

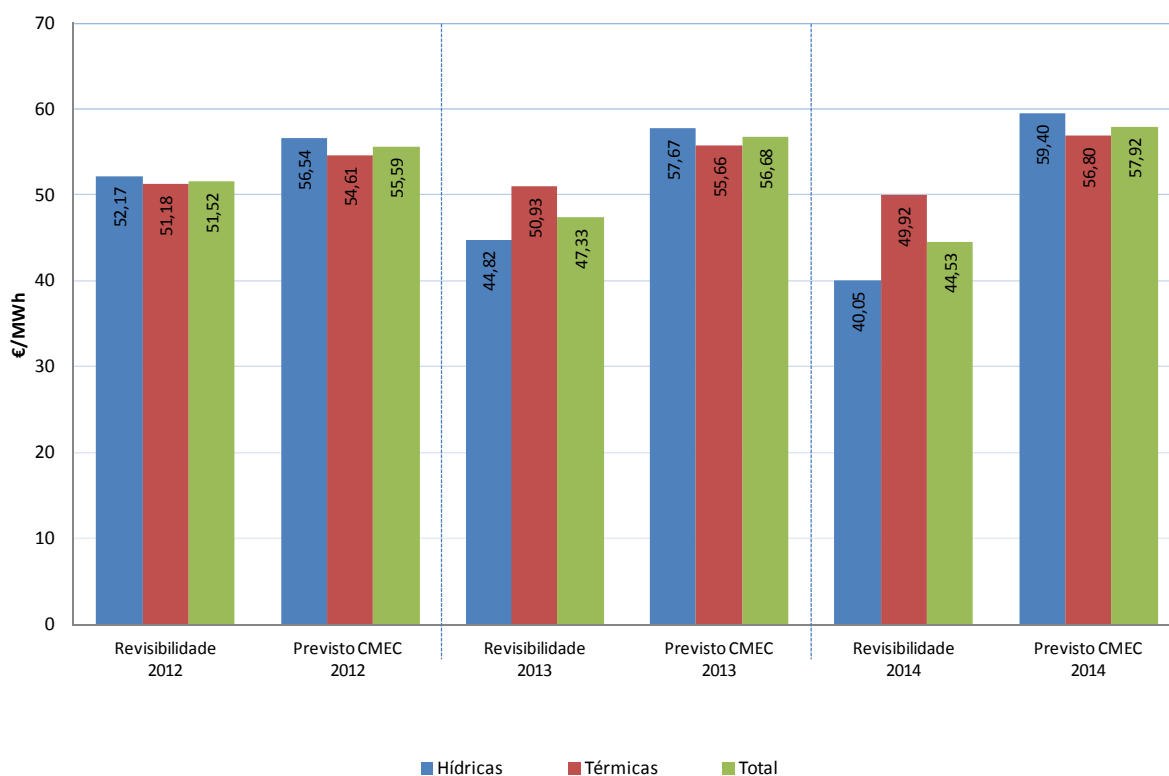


Fonte: ERSE, EDP, REN

Porém, devido ao elevado nível de PRE para a satisfação do consumo que se registou em 2014 e à ligeira queda do consumo que se observou, a procura dirigida ao mercado grossista manteve-se em níveis que originaram a manutenção de preços de mercado tendencialmente baixos, à semelhança do ocorrido em 2013, sendo o valor médio anual de aproximadamente 41,5€/MWh. Este valor é significativamente inferior ao preço de mercado de referência (50€/MWh) usado no cálculo inicial dos CMEC, que foi estabelecido no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, com as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de maio. A Figura 2-6, do capítulo 2.3, mostra a evolução dos preços médios do mercado diário em Portugal, sendo possível constatar os períodos em que este preço é mais reduzido, como é o caso do 1.º semestre de 2014.

A Figura 4-12 permite fazer a comparação das receitas unitárias das centrais térmicas e das centrais hídricas com CMEC resultantes do cálculo da revisibilidade entre 2012 e 2014, face às previstas para esses anos no cálculo inicial dos CMEC. No que diz respeito a 2014, são observáveis desvios, particularmente nas centrais hídricas, decorrentes do comportamento dos preços de mercado acima referido.

Figura 4-12 - Receita unitária definida no cálculo do valor inicial dos CMEC e no cálculo da revisibilidade



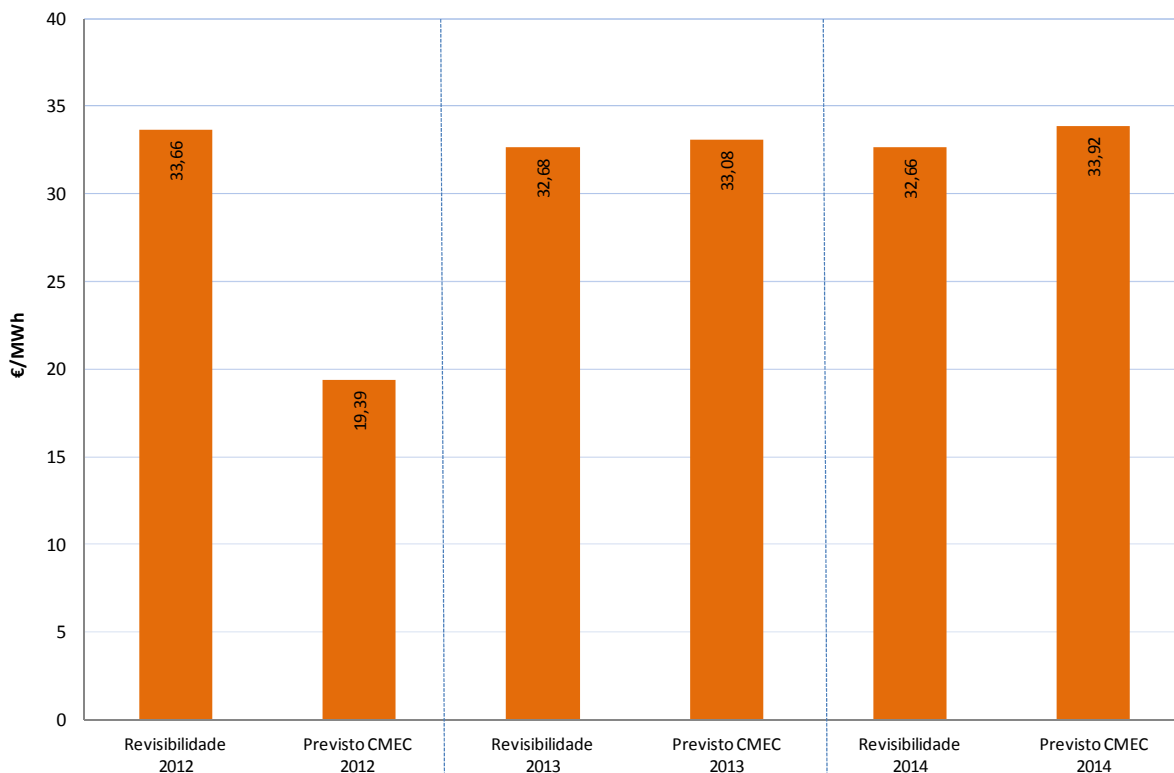
Fonte: ERSE, EDP, REN

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 determinado (a) pelo decréscimo de produção face ao previsto no cálculo inicial dos CMEC (-14%), que tenderia a reduzir estes encargos e (b) pelo acréscimo do preço médio do carvão face à previsão usada no cálculo inicial dos CMEC (+33%), cujo efeito conjugado resulta num ajustamento de cerca de 20,8 milhões de euros nos encargos com combustíveis e O&M;
- Por outro lado, os custos com CO₂ ficaram 70,7 milhões de euros abaixo do previsto no cálculo inicial, em resultado da redução da produção da central considerada na revisibilidade de 2014 e, principalmente, da redução significativa do preço das licenças de emissão face às previsões efetuadas no cálculo inicial dos CMEC.

A conjugação destes efeitos originou um encargo unitário de energia ligeiramente inferior ao previsto no cálculo inicial dos CMEC para o ano de 2014, como se pode constatar na Figura 4-13.

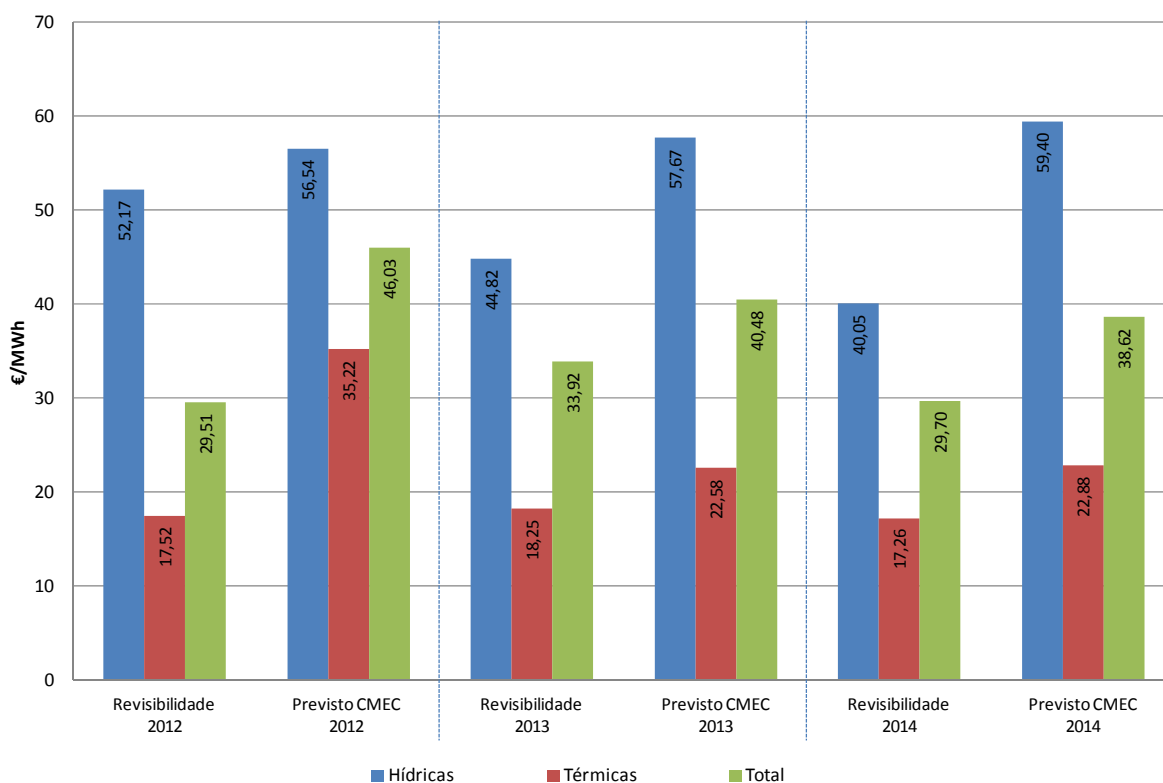
Figura 4-13 - Evolução do encargo de energia unitário das centrais com CMEC



Fonte: ERSE, EDP, REN

A Figura 4-14 compara a margem unitária de exploração das centrais com CMEC prevista aquando do seu cálculo inicial e o valor obtido no cálculo da revisibilidade. Observa-se que no ano de 2014, tal como para os restantes anos constantes na figura, os valores implícitos no ajustamento são inferiores aos valores previstos no cálculo inicial.

Figura 4-14 - Margem unitária de exploração das centrais com CMEC



Fonte: ERSE, EDP, REN

h) Parcela de alisamento dos CMEC

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

A alteração dos parâmetros definidos nesta parcela face aos pressupostos iniciais plasmados no Decreto-Lei n.º 199/2007 tem tido grandes implicações, levando a que desde o início da aplicação desta metodologia, o valor da parcela de acerto ultrapasse o da parcela fixa.

Assim, foi criado um mecanismo de alisamento tarifário, com efeitos sobre a parcela dos CMEC na tarifa de UGS, 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 impacto da revisibilidade e apenas tem implicações nas transações financeiras entre o operador da rede de distribuição e os consumidores de energia elétrica.

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

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

O valor estimado para 2015 para a parcela de ajustamento é de 112,8 milhões de euros. O Quadro 4-44 apresenta as principais componentes para o cálculo desse ajustamento.

Quadro 4-44 - Estimativa da revisibilidade para 2015

		Valor total (10 ³ EUR)	Valor unitário (€/MWh)
	Produção (GWh)	15 630	
	Sines	9 487	
	Hídricas (líquida de bombagem)	6 143	
(1)	Custo fixo (10³ EUR)	709 601	
	Sines	229 755	
	Hídricas	479 846	
(2) = A - B - C	Margem de mercado (10³ EUR)	484 914	
A	Custos de produção	218 899	14,00
	Sines	218 899	23,1
	Hídricas		
B	Receita de mercado	761 864	
	Sines	442 656	46,7
	Hídricas	319 208	52,0
C	Licenças de CO₂ (10³ EUR)	58 051	
(3)	Serviços de Sistema (10³ EUR)	37 163	2,4
(4) = (1) - (2) - (3)	Custo total (10³ EUR)	187 524	
(5)	CMEC inicial (10³ EUR)	74 680	
(6) = (4) - (5)	Revisibilidade (10³ EUR)	112 844	

Fonte: ERSE, EDP, REN

Nas tarifas para 2016 considerou-se 9/12 desta estimativa, no total de 84 633 milhares de euros, ao qual se acrescem juros.

A parcela de alisamento contempla também os ajustamentos estimados para a parcela fixa e para a parcela de acerto referentes ao ano de 2015.

i) 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 de 16 460 milhares de euros a ser recuperado pela tarifa de uso global do sistema deve corresponder ao remanescente do diferencial de correção de hidraulicidade de 2014, cujo montante é de 23 117 milhares de euros, conforme Despacho da Secretaria de Estado da Energia n.º 40/SEEnergia/2015, de 2 de outubro.

No entanto, e uma vez que, segundo o Decreto-Lei n.º 110/2010, de 14 de outubro, o mecanismo de correção de hidraulicidade cessa no final de 2016, a estimativa de correção de hidraulicidade para t-1 a considerar em tarifas de 2016 correspondente a 9 meses do ano, foi de -26 602 milhares de euros.

CUSTO TOTAL COM OS CMEC

Evidenciadas as principais rubricas dos CMEC, é apresentado de seguida o valor total dos CMEC considerado nas tarifas de 2016:

- Parcela fixa que inclui a renda anual, calculada à taxa de 4,72%³⁴ e o remanescente do ajustamento da parcela fixa de 2014;
- Parcela de acerto que recupera: (i) os desvios de faturação de 2015 e de 2014 acrescidos do acerto do desvio de faturação da revisibilidade de 2011 em tarifas de 2015 (estas parcelas encontram-se somadas no quadro final); (ii) os juros relativos ao diferimento da parcela de acerto dos CMEC de 2012 a recuperar em 2016 e (iii) o remanescente do ajustamento da parcela de acerto dos CMEC de 2014 o qual inclui o acerto de juros relativos ao diferimento da parcela de acerto dos CMEC de 2012 devidos à EDP Produção;
- Parcela de alisamento relativa ao valor previsto das seguintes parcelas: (i) desvios de faturação em 2015, (ii) estimativa da revisibilidade de 2015 e (iii) estimativa da correção de hidraulicidade de 2015;
- Saldo remanescente da correção de hidraulicidade.

O impacte total dos CMEC nas tarifas de 2016 ascende a cerca de 199 milhões de euros e é apresentado no quadro seguinte.

³⁴ Taxa definida na Portaria n.º 85-A/2013, de 27 de fevereiro.

Quadro 4-45 – CMEC 2016

	Unid: 10 ³ Euros
	Ano 2016
Parcela Fixa	
Renda anual	67 532
Desvios faturação t-2	-201
Parcela de Acerto	
Revisibilidade t-2	42 058
Juros da Revisibilidade 2012 - EDP Produção	3 672
Juros da Revisibilidade 2012 - EDP Distribuição	10 364
valor a pagar	-1 679
valor a receber	12 043
Desvios faturação	1 232
Correção de hidraulicidade	
Ano t-2	16 460
Parcela de alisamento	
Desvios de faturação t-1	47
Revisibilidade t-1	84 702
Correção de Hidraulicidade t-1	-26 602
Total	199 264

Os valores da parcela fixa e da parcela de acerto, no montante de 114,3 milhões de euros³⁵, serão entregues mensalmente pela REN à EDP Produção em função da potência contratada faturada nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro.

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 90.º e no n.º 1 do Artigo 93.º do Regulamento Tarifário em vigor.

³⁵ Neste montante não é considerado o valor de juros relativos ao diferimento da parcela de acerto dos CMEC de 2012 devidos à EDP Distribuição.

Quadro 4-46 - Proveitos permitidos de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

			Unidade 10 ³ EUR	
			Tarifas 2015	Tarifas 2016
A		Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da UGS	1 909 734	2 094 364
(+)		Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Gestão Global do Sistema	310 250	430 307
(+)		Diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial	1 225 657	1 254 585
	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	718 149	611 579
	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	507 508	643 006
(+)		CMEC	236 222	199 264
	PFCMEC,t	Parcela Fixa dos CMEC	67 712	67 330
		Renda anual	67 532	67 532
		Ajustamentos	181	-201
		Acerto da parcela fixa decorrente da alteração tx juro	0	0
	PACMEC,t	Parcela de Acerto dos CMEC	118 943	57 326
		Revisibilidade	118 701	45 729
		Juros revisibilidade 2012 diferida		10 364
		Ajustamentos	242	1 232
	CPCMEC,t	Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte	0	0
	PÁCMEC,t	Componente de alisamento dos CMEC	32 767	58 147
		Revisibilidade prevista (9/12)	41 419	84 702
		Ajustamentos previstos (9/12)	-1 995	47
		Correção de hidraulicidade (9/12)	-6 657	-26 602
	CHpol,t-1	Correção de hidraulicidade	16 799	16 460
		Custos com a aplicação da tarifa social		
(+)	DTD06,t	Défi ce tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006, a recuperar pelo operador da rede de distribuição	14 179	14 133
(+)	DTD07,t	Défi ce tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BTN em 2007, a recuperar pelo operador da rede de distribuição	5 382	5 364
(-)		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	-66 086	-57 087
(+)	ESTpol,t	Valor a repercutir nas tarifas resultante de medidas no âmbito da estabilidade tarifária	29 081	124 707
	CSustCVEE,t	Custos no âmbito da sustentabilidade de mercados	-108 523	-11 455
	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	101 871	100 803
	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	35 733	35 359
(+)		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	26 372	13 190
		em NT	91	19
		em BTE	93	-316
		em BT	26 188	13 486
(+)		Sobreproveito associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º2 do artigo 6º do Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de Setembro	-3 494	-4 272
B		Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da URT	300 157	293 236
(+)		Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Transporte de Energia Elétrica	259 509	294 535
(-)		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	-40 647	1 299
C	A + B	Proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	2 209 890	2 387 600
		Desconto previsto com a aplicação da tarifa social	-27 059	-30 476

Como se observa, o aumento verificado nos proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte deve-se, principalmente, ao aumento dos proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade de Gestão Global do Sistema, analisados no capítulo 4.2.1. Além disso, os custos no âmbito da sustentabilidade de mercados contribuíram significativamente para o aumento ocorrido.

4.3.1.2 AJUSTAMENTOS

De acordo com os artigos 81.º e 84.º do Regulamento n.º 496/2011, já revogado, 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 2014 e os que resultam da aplicação da fórmula presente no n.º 1 de cada um dos respetivos artigos aos custos efetivamente ocorridos em 2014.

O desvio a repercutir nas tarifas de 2016, por aplicação da UGS, resulta da diferença entre os proveitos faturados pelo operador da rede de distribuição (1 530 343 milhares de euros) e os proveitos a recuperar pela aplicação da UGS recalculados com os valores reais (1 585 140 milhares de euros). À diferença de -54 798³⁶ milhares de euros é deduzido o desvio da tarifa social.

O desvio a repercutir nas tarifas de 2016 por aplicação da URT resulta da diferença entre os proveitos faturados pelo operador da rede de distribuição (342 487 milhares de euros) e os proveitos a recuperar pela aplicação da URT recalculados com os valores reais (341 222 milhares de euros). Esta diferença de 1 265 milhares de euros é atualizada para 2016.

As atualizações são calculadas por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média de 2014, 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 2015, acrescida de 0,5 pontos percentuais.

O quadro seguinte sintetiza a metodologia de cálculo deste ajustamento.

³⁶ Um desvio negativo significa um valor a receber pela empresa.

Quadro 4-47 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

		Unidade: 10 ³ EUR
		2014
A = a + b + c + d + e + f + g + h + i - j	Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da UGS	1 585 140
a	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Gestão Global do Sistema	450 315
b = (1) + (2)	Diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial	949 993
(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	468 711
(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	481 282
c	Custos com a aplicação da tarifa social	-1 510
d = (3) + (4) - (5) + (6) + (7)	CMEC	234 206
(3)	Parcela Fixa dos CMEC	66 987
(4)	Parcela de Acerto dos CMEC	83 933
(5)	Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte	0
(6)	Componente de alisamento dos CMEC (sem correcção de hidraulicidade)	118 928
(7)	Correcção de hidraulicidade	-35 641
e	Défi ce tarifário de BT em 2006	14 182
f	Défi ce tarifário de BTN em 2007	5 383
g	Valor a repercutir nas tarifas resultantes de medidas de sustentabilidade	-148 081
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	21 996
i	Sobreproveito Tarifas transitórias	-9 041
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	-67 697
B	Proveitos facturados pela EDP Distribuição por aplicação da UGS	1 530 343
C	Desvio de proveitos por aplicação da Tarifa Social pelo ORD	804
D = [B] - [A] - [C]	Desvio de proveitos por aplicação da TUGS pelo ORD	-55 601
E = [[D x (1+i₂₀₁₄^D)] x (1+i₂₀₁₅^D)]	Ajustamento em 2016, dos proveitos da tarifa de UGS facturados em 2014	-57 087
F = k - l	Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da URT	341 222
k	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Transporte de Energia Eléctrica	336 009
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	-5 213
G	Proveitos facturados pela EDP Distribuição por aplicação da URT	342 487
H = [G] - [F]	Desvio de proveitos por aplicação da TURT pelo ORD	1 265
I = [[H x (1+i₂₀₁₄^D)] x (1+i₂₀₁₅^D)]	Ajustamento em 2016, dos proveitos da tarifa de URT facturados em 2014	1 299
i ₂₀₁₄ ^D	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2014 acrescida de spread	1,975%
i ₂₀₁₅ ^D	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2015 acrescida de spread	0,684%

AJUSTAMENTO POR APLICAÇÃO DA TARIFA SOCIAL

De acordo com o n.º 5 do artigo 82.º do Regulamento n.º 496/2011, já revogado, 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 2014 e o desconto

efetivamente concedido pelo operador da rede de distribuição em Portugal Continental em 2014. Este montante é atualizado para 2016 através da aplicação da EURIBOR a 12 meses verificada em 2014 acrescida de um *spread* de 1,5 pontos percentuais e da aplicação da EURIBOR a 12 meses verificada até 15 de novembro de 2015, acrescida de um *spread* de 0,5 pontos percentuais. O valor do ajustamento por aplicação da tarifa social é de 825 milhares de euros, conforme se pode analisar no quadro seguinte.

Quadro 4-48 - Ajustamento da Tarifa Social de 2014

		Unidade: 10 ³ EUR
		2014
A	Montante transferido pelo ORT do valor previsto da tarifa social em 2014	1 510
B	Desconto concedido pelo ORD no ano 2014	707
i_{2014}	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2014 acrescida de <i>spread</i>	1,975%
i_{2015}	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2015 acrescida de <i>spread</i>	0,684%
$[(A - B) * (1+i_{2014})] * (1+i_{2015})$	Ajustamento em 2016 por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela IV da tarifa de UGS em t-2	825

No que respeita ao financiamento da tarifa social, o ajustamento definitivo dos montantes financiados em 2014, repartido por empresa, é apresentado no Quadro 4-49. Além do ajustamento ao montante da tarifa social efetivamente concedida em 2014, face ao valor previsto para as tarifas desse ano, neste ajustamento definitivo dos financiamentos da tarifa social respeitante a 2014 alocados a cada empresa, considera-se igualmente as potências instaladas (em MW) nos centros electroprodutores efetivamente em exploração em 2014, que foram facultadas à ERSE pela Direção Geral de Energia e Geologia.

**Quadro 4-49 - Ajustamento do financiamento da Tarifa Social referente a 2014
por produtores em regime ordinário**

	Tarifas 2014			Real 2014			Ajustamento referente a 2014 sem juros	Juros	Ajustamento referente a 2014 com juros
	Potência p/ repartição da Tarifa Social		Valor por empresa	Potência p/ repartição da Tarifa Social		Valor por empresa			
	MW	%	10 ³ EUR	MW	%	10 ³ EUR			
EDP Produção	7 875,6	70,4%	1 063,8	7 909,9	72,4%	506,9	-556,8	-14,9	-571,7
Centrais com CMEC [a]	4 078,6	36,5%	550,9	4 368,7	40,0%	277,9	-273,0	-7,3	-280,3
Centrais com CAE									
Centrais com GP	248,0	2,2%	33,5				-33,5	-0,9	-34,4
Restantes centrais	3 549,0	31,7%	479,4	3 541,1	32,4%	229,0	-250,3	-6,7	-257,0
Iberdrola	290,1	2,6%	39,2			4,7	-34,5	-0,9	-35,4
Centrais com CMEC [a]	290,1	2,6%	39,2	[a]	[a]	4,7	-34,5	-0,9	-35,4
Centrais com CAE									
Centrais com GP									
Restantes centrais									
Endesa	845,0	7,6%	114,1	845,0	7,7%	54,7	-59,5	-1,6	-61,1
Centrais com CMEC									
Centrais com CAE									
Centrais com GP									
Restantes centrais	845,0	7,6%	114,1	845,0	7,7%	54,7	-59,5	-1,6	-61,1
Tejo Energia	615,2	5,5%	83,1	615,2	5,6%	39,8	-43,3	-1,2	-44,5
Centrais com CMEC									
Centrais com CAE	615,2	5,5%	83,1	615,2	5,6%	39,8	-43,3	-1,2	-44,5
Centrais com GP									
Restantes centrais									
Turbogás	1 057,1	9,5%	142,8	1 057,1	9,7%	68,4	-74,4	-2,0	-76,4
Centrais com CMEC									
Centrais com CAE	1 057,1	9,5%	142,8	1 057,1	9,7%	68,4	-74,4	-2,0	-76,4
Centrais com GP									
Restantes centrais									
Hidroelétrica Guadiana	497,4	4,4%	67,2	497,4	4,6%	32,2	-35,0	-0,9	-35,9
Centrais com CMEC									
Centrais com CAE									
Centrais com GP	257,4	2,3%	34,8				-34,8	-0,9	-35,7
Restantes centrais	240,0	2,1%	32,4	497,4	4,6%	32,2	-0,2	0,0	-0,3
Total	11 180,5	100,0%	1 510,2	10 924,6	100,0%	706,6	-803,5	-21,5	-825,0
Centrais com CMEC	4 368,7	39,1%	590,1	4 368,7	40,0%	282,6	-307,5	-8,2	-315,7
Centrais com CAE	1 672,3	15,0%	225,9	1 672,3	15,3%	108,2	-117,7	-3,1	-120,9
Centrais com GP	505,4	4,5%	68,3				-68,3	-1,8	-70,1
Restantes centrais	4 634,0	41,4%	625,9	4 883,6	44,7%	315,9	-310,0	-8,3	-318,3

Notas: [a] As centrais hidroelétricas de Agueira e Raiva regressaram para a EDP Produção em abril de 2014. No cálculo do ajustamento dos valores de financiamento por centro electroprodutor relativo à Tarifa Social de 2014, determinou-se o montante correspondente à potência instalada nestas centrais, o qual foi repartido entre a EDP Produção e a Iberdrola por duodécimos atendendo ao facto acima referido.

[b] Ajustamentos com sinal negativo são valores a receber pelos produtores.

Fonte: ERSE, DGEG, EDP

De acordo com o n.º 5 do art.º 91 do Regulamento Tarifário em vigor, o ajustamento dos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-1, por aplicação da tarifa social, no âmbito da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes, é de 24 630 milhares de euros, conforme se pode analisar no quadro seguinte.

Quadro 4-50 - Ajustamento da Tarifa Social de 2015

		Unidade: 10 ³ EUR
		2015
A	Montante estimado transferir pelo ORT do valor previsto da tarifa social em 2015	27 059
B	Desconto estimado conceder pelo ORD no ano 2015	2 597
i_{2015}	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2015 acrescida de spread	0,684%
(A - B) * (1 + i_{2015})	Ajustamento em 2016 por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela IV da tarifa de UGS em t-1	24 630

Refira-se que nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira será pela primeira vez incorporado um ajustamento aos custos da tarifa social, neste caso referentes ao ano de 2015. Os cálculos efetuados encontram-se no Quadro 4-95 e no Quadro 4-121.

No que respeita ao financiamento da tarifa social, o ajustamento provisório dos montantes financiados em 2015, repartido por empresa, é apresentado no Quadro 4-51. Este engloba os ajustamentos da tarifa social referentes a 2015 do Continente e Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira. À semelhança do referido anteriormente para os ajustamentos definitivos dos montantes da tarifa social e do seu financiamento, no ajustamento provisório da tarifa social respeitante a 2015, além de se considerar a melhor estimativa da EDP Distribuição, da EDA e da EEM para os montantes da tarifa social a conceder aos clientes em 2015, efetua-se também a revisão, sempre que necessário, das potências instaladas (em MW) nos centros electroprodutores em exploração em 2015, que foram facultadas à ERSE pela Direção Geral de Energia e Geologia.

Quadro 4-51 - Desagregação do ajustamento em 2015 da Tarifa Social por empresa

	Tarifas 2015			Estimativa 2015			Ajustamento provisório de 2015 sem juros	Juros	Ajustamento referente a 2015 com juros
	Potência p/ repartição da Tarifa Social		Valor por empresa	Potência p/ 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	8 288,5	73,3%	22 618,6	8 126,9	72,9%	2 101,8	-20 516,8	-140,2	-20 657,0
Centrais com CMEC	4 368,7	38,7%	11 922,0	4 368,7	39,2%	1 129,8	-10 792,1	-73,8	-10 865,9
Centrais com CAE									
Centrais com GP									
Restantes centrais	3 919,7	34,7%	10 696,6	3 758,1	33,7%	971,9	-9 724,7	-66,5	-9 791,1
Iberdrola									
Centrais com CMEC									
Centrais com CAE									
Centrais com GP									
Restantes centrais									
Endesa	845,0	7,5%	2 306,1	845,0	7,6%	218,5	-2 087,5	-14,3	-2 101,8
Centrais com CMEC									
Centrais com CAE									
Centrais com GP									
Restantes centrais	845,0	7,5%	2 306,1	845,0	7,6%	218,5	-2 087,5	-14,3	-2 101,8
Tejo Energia	615,2	5,4%	1 678,8	615,2	5,5%	159,1	-1 519,7	-10,4	-1 530,1
Centrais com CMEC									
Centrais com CAE	615,2	5,4%	1 678,8	615,2	5,5%	159,1	-1 519,7	-10,4	-1 530,1
Centrais com GP									
Restantes centrais									
Turbogás	1 057,1	9,4%	2 884,8	1 057,1	9,5%	273,4	-2 611,4	-17,8	-2 629,3
Centrais com CMEC									
Centrais com CAE	1 057,1	9,4%	2 884,8	1 057,1	9,5%	273,4	-2 611,4	-17,8	-2 629,3
Centrais com GP									
Restantes centrais									
Hidroelétrica Guadiana	497,4	4,4%	1 357,4	497,4	4,5%	128,6	-1 228,7	-8,4	-1 237,1
Centrais com CMEC									
Centrais com CAE									
Centrais com GP									
Restantes centrais	497,4	4,4%	1 357,4	497,4	4,5%	128,6	-1 228,7	-8,4	-1 237,1
Total	11 303,2	100,0%	30 845,6	11 141,6	100,0%	2 881,4	-27 964,2	-191,1	-28 155,3
Centrais com CMEC	4 368,7	38,7%	11 922,0	4 368,7	39,2%	1 129,8	-10 792,1	-73,8	-10 865,9
Centrais com CAE	1 672,3	14,8%	4 563,6	1 672,3	15,0%	432,5	-4 131,1	-28,2	-4 159,4
Centrais com GP									
Restantes centrais	5 262,2	46,6%	14 360,0	5 100,6	45,8%	1 319,1	-13 040,9	-89,1	-13 130,0

Notas: Ajustamentos com sinal negativo são valores a receber pelos produtores.

Fonte: ERSE, DGEG, EDP

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, pelo que a partir do 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.

Adicionalmente, a atividade de distribuição de energia elétrica contempla um mecanismo de incentivo aos investimento em rede inteligente calculado com base em valores de investimentos reais e auditados e tendo em conta os benefícios para o sistema decorrente daquele tipo de investimentos. Este mecanismo de incentivo às redes inteligentes constitui uma nova rubrica dos proveitos desta atividade em sede de ajustamentos e terá a duração de 6 anos para cada projeto aceite, tendo deixado de existir separação entre ativos no âmbito da rede convencional e no âmbito da rede inteligente.

Para ultrapassar eventuais distorções no nível de investimentos em BT³⁷, 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.

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.

³⁷ A aplicação deste mecanismo restringir-se-á aos investimentos em rede de baixa tensão de modo a acomodar o facto dos investimentos em alta e média tensão 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

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 2016 as rendas de concessão, calculadas de acordo com o Decreto-Lei n.º 230/2008, de 27 de novembro, estimam-se em 250,7 milhões de euros.

PLANOS DE REESTRUTURAÇÃO DE EFETIVOS

O cálculo da renda do Programa de Apoio à Reestruturação (PAR) segue a metodologia³⁸, 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 2016, foram calculados com base na análise do relatório de execução de 2014. 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 2016 e indica, para cada plano, as anuidades que faltam vencer.

Quadro 4-52 - 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	Tarifas 2015	Valores por recuperar	Anuidades que faltam vencer	Renda anual T 2016
Plano 2003	22 253	7 358	7 173	7 362	7 365	7 363	7 310	7 297	7 247	7 224	7 541	53 616	7	7 659
Plano 2004	12 801	14 699	31 364	14 539	14 550	14 584	14 467	14 425	14 409	14 363	14 904	119 955	8	14 994
Plano 2005	2 651	2 035	1 354	1 975	2 016	2 023	2 002	2 025	2 065	2 038	2 026	17 932	9	1 992
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	24 471	191 503		24 646

O Quadro 4-53 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 22 831 milhares de euros em 2016.

³⁸ Metodologia discutida com a EDP Distribuição, em reunião sobre este assunto, e apresentada como proposta pela empresa no relatório de execução de 2007.

Quadro 4-53 - Montantes associados a outros planos de ajustamento de efetivos

Unidade: 10³ EUR

	2010 real	2011 real	2012 real	2013 real	2014 real	T2015	T2016
PRRH	32 995	26 498	19 696	13 259	9 245	5 686	2 051
PAE*	25 740	25 012	24 785	24 375	24 187	23 118	20 780
Total	58 735	51 510	44 482	37 633	33 432	28 804	22 831

* Exclui os FSE

Os valores apresentados não incluem o montante relativo à Caixa Cristiano Magalhães no total de 2 188 milhares de euros.

PROVEITOS PERMITIDOS NA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

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 em vigor.

Quadro 4-54 - Proveitos permitidos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2015	Tarifas 2016
$a = [(1)+(2)\times(3)]+[(4)\times(5)/1000]$	Custos de exploração líquidos aceites pela ERSE	121 685	121 410
(1)	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	24 337	23 929
(2)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/MWh)	1,086	1,068
(3)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - energia distribuída (GWh)	44 802	44 935
(4)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/Km)	601,22914	591,14200
(5)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - extensão da rede (Km)	80 958	83 720
$b = (6) + [(7)\times(8)] - (9)$	Custo com capital calculado no âmbito da rede convencional	304 991	292 350
(6)	Amortizações dos activos fixos	209 216	199 204
(7)	Valor médio dos activos fixos	1 881 995	1 898 395
(8)	Taxa de remuneração dos activos fixos	6,75%	6,34%
(9)	Ajustamento t-1 CAPEX	31 259	27 276
c	Montantes associados a planos de reestruturação de efectivos	17 943	15 985
d	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0	0
e	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em AT/MT	-3 544	-20 269
A = a + b + c + d - e	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	448 163	450 013
$f = [(1)+(2)\times(3)]+[(4)\times(5)/1000]$	Custos de exploração líquidos aceites pela ERSE	275 021	270 136
(1)	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	55 004	54 081
(2)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/MWh)	5,126	5,040
(3)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - energia distribuída (GWh)	21 459	21 363
(4)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	18,14	17,835
(5)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - número clientes	6 064 579	6 077 121
$g = (6) + [(7)\times(8)] - (9)$	Custo com capital calculado no âmbito da rede convencional	126 747	189 169
(6)	Amortizações dos activos fixos, calculadas no âmbito da rede convencional	72 095	100 075
(7)	Valor médio dos activos fixos, calculado no âmbito da rede convencional	1 131 057	1 110 427
(8)	Taxa de remuneração dos activos fixos, calculada no âmbito da rede convencional	6,75%	6,34%
(9)	Ajustamento t-1 CAPEX	21 694	-18 655
h	Montantes associados a planos de reestruturação de efectivos	36 874	33 681
i	Custos com rendas de concessão	257 503	250 743
j	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0	0
k	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em BT	-28 678	-24 173
B = f + g + h + i + j - k	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	724 824	767 903
C = A + B	Total de proveitos	1 172 987	1 217 916

De registar que a variação nos proveitos permitidos da actividade de Distribuição, para além da evolução natural da actividade no que respeita aos custos de exploração e aos custos com capital, resulta do impacte dos ajustamentos, principalmente, ao nível de AT/MT.

4.3.2.2 AJUSTAMENTOS

AJUSTAMENTOS DE 2014

De acordo com o n.º 6 do artigo 85.º do Regulamento n.º 496/2011, já revogado, o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2014 e os que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do

artigo 85.º aos valores realmente verificados em 2014, deduzido dos custos com os incentivos à redução de perdas e à melhoria da qualidade de serviço.

O Quadro 4-55 compara os valores verificados em 2014 com os previstos no cálculo das tarifas de 2014. O desvio a repercutir nas tarifas de 2016 resulta da diferença entre os proveitos faturados pelos distribuidores vinculados pela aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição fixadas para 2014, de 1 204 397³⁹ milhares de euros, e a soma dos proveitos permitidos recalculados com os valores reais, no montante de 1 199 839⁴⁰ milhares de euros, com os incentivos aceites *a posteriori* (- 4 084⁴¹ milhares de euros). Esta diferença de -44 311 milhares de euros⁴² é atualizada para 2016 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média de 2014, 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 2015, acrescida de 0,5 pontos percentuais.

³⁹ Proveitos faturados da URDAT/MT, 486 553 milhares de euros (linha B) + Proveitos faturados da URDBT, 717 844 milhares de euros (linha J).

⁴⁰ Proveitos da DEE em AT/MT, 477 444 milhares de euros (linha A) + Proveitos da DEE em BT, 722 395 milhares de euros (linha I).

⁴¹ Melhoria da Qualidade de Serviço 279 milhares de euros (linha D) + Redução de Perdas em AT/MT, - 2 083 milhares de euros (linha E) e em BT, -2 280 milhares de euros (linha L).

⁴² Um valor negativo significa valor a recuperar pela empresa.

Quadro 4-55 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica

		Unidade: 10 ³ EUR	
		2014	Tarifas 2014
$a = [(1)+(2)\times(3)+(4)\times(5)+(6)\times(7)/1000]$	Custos de exploração líquidos aceites pela ERSE	152 347	153 049
(1)	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	39 163	39 163
(2)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/MWh)	1,32500	1,32500
(3)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - energia distribuída (GWh)	43 386	44 139
(4)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	0,49600	0,49600
(5)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - energia injetada (GWh)	17 065	16 666
(6)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/cliente)	1 975,701	1 975,701
(7)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - número clientes	23 907	23 858
$b = (8) + [(9)\times(10)]$	Custo com capital afecto à actividade de distribuição em AT/MT	299 039	326 047
	Custo com capital calculado no âmbito da rede convencional	298 128	323 402
(8)	Amortizações dos ativos fixos	159 099	156 209
(9)	Valor médio dos ativos fixos	1 896 691	1 945 454
(10)	Taxa de remuneração dos ativos fixos	8,26%	9,50%
	Ajustamento t-1 CAPEX	17 625	17 625
	Custo com capital calculado no âmbito da rede inteligente	911	2 646
	Amortizações dos ativos fixos, calculadas no âmbito da rede inteligente	162	1 329
	Valor médio dos ativos fixos, calculado no âmbito da rede inteligente	1 924	6 866
	Taxa de remuneração dos ativos fixos, calculada no âmbito da rede inteligente	9,76%	11,0%
	Ajustamento t-1 CAPEX	-561	-561
c	Montantes associados a planos de reestruturação de efetivos	20 003	18 467
d	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em AT/MT	-6 055	-6 055
A = a + b + c - d	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	477 444	503 619
B	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD)	486 553	
C = B - A	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos em AT/MT	9 109	
D	Incentivo à melhoria da Qualidade de Serviço	279	
E	Incentivo à redução de perdas, em AT/MT	-2 083	
F = C - D - E	Desvio dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica no ano t em AT/MT	10 913	
G	Acerto do capex	31 473	
H = [(F x (1+i₂₀₁₂)^D)] x (1+i₂₀₁₃)^D - G	Ajustamento em 2016 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em 2014, em AT/MT	-20 269	
$e = [(1)+(2)\times(3)+(4)\times(5)+(6)\times(7)/1000]$	Custos de exploração líquidos aceites pela ERSE	219 633	224 715
(1)	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	70 680	70 680
(2)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	3,776	3,776
(3)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - energia distribuída	20 965	22 310
(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 injetada	410,172	213,331
(6)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	11,525	11,525
(7)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - número clientes	6 055 387	6 055 785
$f = g + h$	Custos com capital afectos à actividade de Distribuição em BT	189 949	210 876
$g = (8) + [(9)\times(10)]$	Custo com capital calculado no âmbito da rede convencional	192 995	209 563
(8)	Amortizações dos ativos fixos, calculadas no âmbito da rede convencional	114 467	115 508
(9)	Valor médio dos ativos fixos, calculado no âmbito da rede convencional	1 093 911	1 114 504
(10)	Taxa de remuneração dos ativos fixos, calculada no âmbito da rede convencional	8,26%	9,50%
	Ajustamento t-1 CAPEX	11 823	11 823
$h = (11) + [(12)\times(13)]$	Custo com capital calculado no âmbito da rede inteligente	-3 045	1 313
(11)	Amortizações dos ativos fixos, calculadas no âmbito da rede inteligente	199	3 472
(12)	Valor médio dos ativos fixos, calculado no âmbito da rede inteligente	8 159	17 111
(13)	Taxa de remuneração dos ativos fixos, calculada no âmbito da rede inteligente	9,76%	11,00%
	Ajustamento t-1 CAPEX	4 041	4 041
i	Montantes associados a planos de reestruturação de efetivos	39 633	37 384
j	Custos com rendas de concessão	252 820	256 893
k	ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em BT	-20 360	-20 360
I = e + f + i + j - k	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	722 395	750 228
J	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD)	717 844	
K = J - I	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos em BT	-4 551	
L	Incentivo à redução de perdas, em BT	-2 280	
M = K - L	Desvio dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t em BT	-2 271	
N	acerto do capex	21 842	
O = [M x (1+i₂₀₁₄)^D]] x (1+i₂₀₁₅)^D - N	Ajustamento em 2016 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em 2014, em BT	-24 173	
P = H + O	Ajustamento em 2016 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em 2014	-44 442	
i_{2014}^D	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2014 acrescida de spread	1,975%	
i_{2015}^D	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2015 acrescida de spread	0,684%	

A avaliação dos valores investimento⁴³ considerados para o período de regulação 2012-2014 no âmbito do mecanismo de limitação de investimentos excessivos, permitiu verificar que os valores de investimento previstos pela empresa no início do período de regulação para 2012 a 2014, embora tenham ultrapassado os valores realizados, não excederam o limite definido.

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 2014 dependem dos seguintes fatores:

- Evolução dos ativos a remunerar;
- Evolução da taxa de remuneração dos ativos;
- Evolução dos *drivers* de custo do OPEX aplicáveis em 2014 (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 2014.

a) Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar

O Quadro 4-56 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de DEE.

⁴³ Nesta análise foram consideradas as transferências para exploração líquidas uma vez que são os montantes sujeitos a remuneração.

Quadro 4-56 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

 Unidade: 10³ EUR

	2014 (1)	Tarifas 2014 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
Investimento a custos técnicos	317 850	350 061	-9,2%
Ativo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	12 488 362	12 591 308	
Investimento Directo	28 595	31 480	
Transferências para Exploração	320 408	335 604	
Reclassificações, alienações e abates	-64 432	0	
Saldo Final (2)	12 772 933	12 958 392	-1,4%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	8 115 665	8 161 880	
Amortizações do Exercício	377 939	375 497	
Regularizações	-62 069	0	
Saldo Final (4)	8 431 535	8 537 377	-1,2%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	1 382 237	1 370 990	
Comparticipações do ano	49 315	39 791	
Amortização do ano	104 010	99 198	
Regularizações	2 945	0	
Saldo Final (6)	1 330 487	1 311 583	1,4%
Ativo líquido a remunerar			
Valor de 2013 (7) = (1) - (3) - (5)	2 990 459	3 058 438	-2,2%
Valor de 2014 (8) = (2) - (4) - (6)	3 010 911	3 109 432	-3,2%
Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	3 000 685	3 083 935	-2,7%

 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 10 anos dos cinco principais países da Zona Euro cotados com AAA⁴⁴, 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 CDS⁴⁵ da República Portuguesa a 5 anos, calculada num período de 12 meses que termina no mês de setembro a que diz respeito as tarifas. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2014 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

⁴⁴ Foram considerados os seguintes países: Alemanha, Áustria, Finlândia, Holanda e França.

⁴⁵ *Credit Default Swaps*.

cotações médias dos CDS da Republica Portuguesa em 2014, as taxas de remuneração finais para esse ano correspondem a 8,26% e 9,76%, respetivamente.

c) Evolução dos indutores de custos no OPEX

De acordo com a aplicação da fórmula de *price-cap*, o nível de OPEX aceite para 2014 apresenta um decréscimo de 1,5% entre o valor de 2014 (372 milhões de euros) e o considerado para cálculo de tarifas para 2014 (378 milhões de euros). A justificação de tal evolução é apresentada no quadro seguinte, em que se verifica uma redução na energia distribuída, particularmente na BT.

Quadro 4-57 - Evolução dos indutores de custos no OPEX

	2014	Tarifas 2014	Desvio (2014 - Tarifas 2014)	
			Valor	%
Redes de AT/MT				
Energia distribuída (GWh)	43 386	44 139	-753	-1,7%
Energia injetada (GWh)	17 065	16 666	399	2,4%
Clientes (número)	23 907	23 858	50	0,2%
Redes de BT				
Energia distribuída (GWh)	20 965	22 310	-1 345	-6,0%
Energia injetada (GWh)	410	213	197	92,3%
Clientes (número)	6 055 387	6 055 785	-398	0,0%

Recorde-se que a componente variável, ou seja, a componente do OPEX que varia consoante o desenvolvimento da atividade da empresa, apresenta em 2014 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 2015

Foi efetuado um ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2015 da DEE, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano. O valor total a devolver ao sistema, que decorre, da revisão em baixa das taxas de remuneração e da alteração dos valores do ativo a remunerar é de cerca de 8,6 milhões de euros, para o agregado das atividades da DEE em AT/MT e BT, conforme apresentado no quadro seguinte.

Quadro 4-58 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2015 da DEE

Atividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT		Unidade: 10 ⁶ EUR		
		Tarifas 2015	2015 em 2015	Tarifas 2016
1	Amortizações dos activos fixos	209 216	187 702	
2	Valor médio dos activos fixos	1 881 995	1 914 702	
3	Taxa de remuneração dos activos fixos	6,75%	6,34%	
A = 1 + 2*3	Custo com capital afecto à actividade de distribuição em AT/MT	336 250	309 159	
B = A _{T2015} - A _{2015 em 2015}	Ajustamento AT/MT sem juros			27 091
it-1D	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2015 acrescida de 0,5 pontos percentuais			0,684%
C = (1 + i _{t-1D})*B	Ajustamento AT/MT com juros			27 276

Atividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT		Unidade: 10 ⁶ EUR		
		Tarifas 2015	2015 em 2015	Tarifas 2016
1	Amortizações dos activos fixos	72 095	97 150	
2	Valor médio dos activos fixos	1 131 057	1 100 674	
3	Taxa de remuneração dos activos fixos	6,75%	6,34%	
A = 1 + 2*3	Custo com capital afecto à actividade de distribuição em BT	148 441	166 970	
B = A _{T2015} - A _{2015 em 2015}	Ajustamento BT sem juros			-18 529
it-1D	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2015 acrescida de 0,5 pontos percentuais			0,684%
C = (1 + i _{t-1D})*B	Ajustamento BT com juros			-18 655

MECANISMO DE INCENTIVO AOS INVESTIMENTOS EM REDE INTELIGENTE

Para o período regulatório 2015-2017, a ERSE procedeu à revisão do incentivo aos investimentos em rede inteligente, de modo alargar o seu âmbito, que anteriormente se focava essencialmente na redução de custos de OPEX da empresa, incentivando a criação de outros benefícios que extravasam a empresa, tais como, reduções de perdas e melhoria na qualidade de serviço das redes de distribuição, bem como ganhos de natureza tecnológica para outros agentes do setor elétrico.

A descrição detalhada deste mecanismo de incentivo encontra-se no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, de dezembro de 2014.

Para obter este incentivo, a EDP Distribuição deverá começar por apresentar candidaturas de projetos que considere elegíveis nesta área, devendo as mesmas explicitar os contributos dos mesmos em cada um dos critérios definidos pela ERSE e incluir a informação económica sobre os projetos. Estas candidaturas são posteriormente analisadas pela ERSE que confirmará, ou não, a elegibilidade do projeto para a obtenção do incentivo. Posteriormente, os montantes do incentivo a receber pela empresa com cada um dos projetos são determinados em função dos benefícios que sejam obtidos.

Em setembro de 2015, a ERSE recebeu uma candidatura de um projeto no âmbito deste incentivo que se encontra atualmente em análise, motivo pelo qual eventuais montantes de incentivos a ele associados ainda não foram incluídos no presente exercício tarifário.

MECANISMO DE INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

O Regulamento Tarifário em vigor 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.

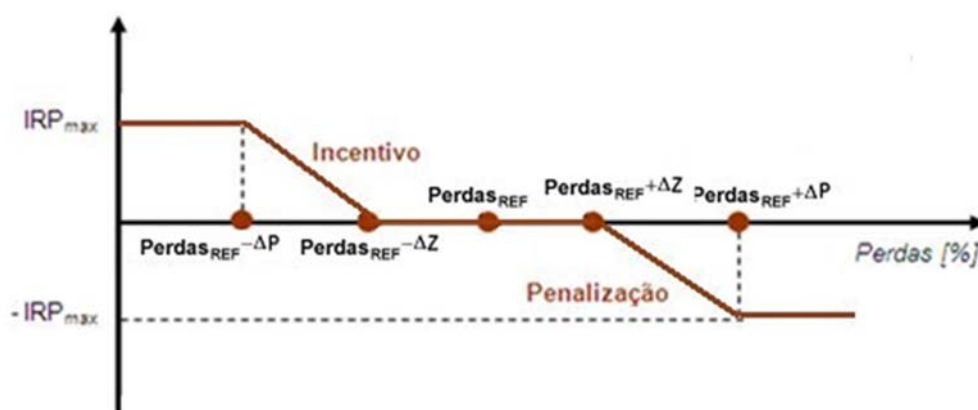
Assim, este mecanismo permite ao operador da RND ser remunerado adicionalmente pelo seu desempenho, caso consiga reduzir as perdas nas suas redes abaixo de um valor de referência determinado pela ERSE, sendo penalizado caso o valor das perdas seja superior ao valor de referência.

d) 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 4-15, 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 4-15 - Mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição



e) Parâmetros do incentivo no período regulatório 2012-2014

O Quadro 4-59 resume os parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição no período regulatório 2012-2014.

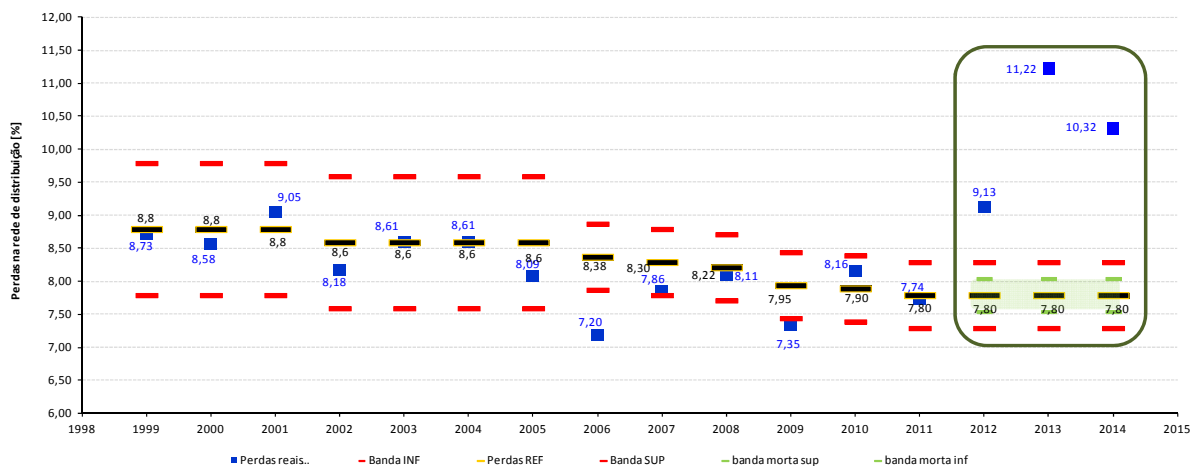
Quadro 4-59 - Parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2012-2014

	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

f) 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 4-16 apresenta a evolução das perdas nas redes de distribuição, verificadas entre 1999 e 2014, no seu referencial da saída.

Figura 4-16 - Evolução das perdas verificadas nas redes de distribuição no seu referencial da saída



g) Evolução da valorização das perdas

O Quadro 4-60 apresenta a variação das perdas ocorrida em 2012 e 2014, 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 4-60 - Aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição no período regulatório 2012-2014

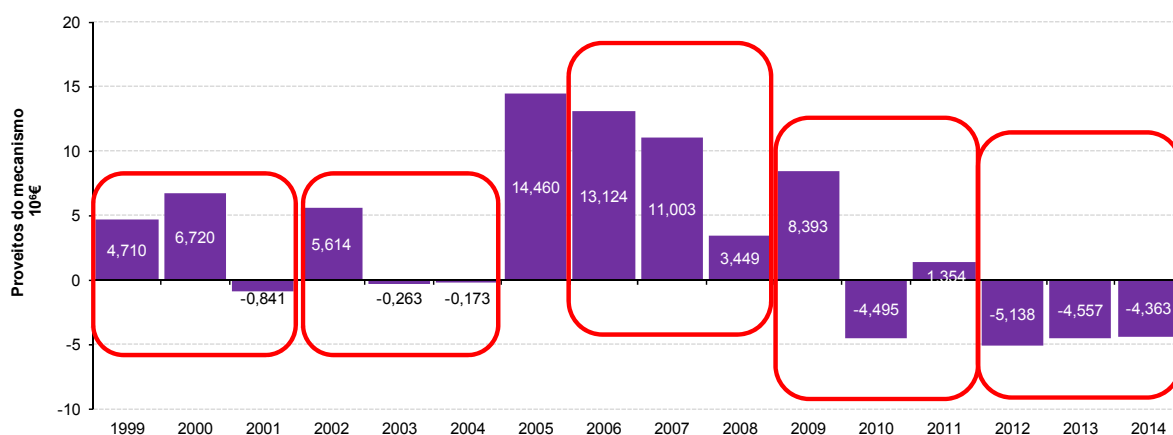
		2012	2013	2014
Valor real das perdas	(%)	9,13	11,22	10,32
Valor limite superior do incentivo	(%)	8,30	8,30	8,30
Valor limite superior da banda morta	(%)	8,05	8,05	8,05
Valor das perdas de referência	(%)	7,80	7,80	7,80
Diferença perdas	p.p.	1,08	3,17	2,27
Diferença perdas máxima	p.p.	0,25	0,25	0,25
Valorização das perdas Vp	(€/MWh)	48,07	43,65	41,86
Energia fornecida (TWh)	(TWh)	42,754	41,763	41,696
Valor a pagar pela empresa	(10 ⁶ €)	5,138	4,557	4,363

Para efeitos da valorização da energia de perdas em 2014, foi decidido utilizar a média aritmética dos preços médios mensais do mercado diário, que resultou no valor de 41,86 €/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 (10,32%) e o valor superior da banda morta (8,05%) foi de 2,27pp. 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 4,363 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 2014, tal como em 2012 e 2013, houve lugar a uma penalização pelo facto do valor das perdas reais ocorridas ser superior ao valor das perdas de referência.

Figura 4-17 - 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 (DIR)

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 com origem noutras redes e as classificadas pela ERSE como Eventos Excepcionais.

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 2014, publicados com as tarifas e os preços da energia elétrica para o ano de 2014, através da Diretiva n.º25/2013 de 26 de dezembro, Diário da República (2.ª série), da ERSE, encontram-se no Quadro 4-61.

Quadro 4-61 - Valores dos parâmetros de qualidade de serviço em vigor para 2014

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 2014 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 4-62 apresenta o modo de determinação da END em 2014, com indicação dos valores de energia ativa utilizados, das diversas parcelas que constituem a ED e do valor de $TIEPI$ obtido em 2014 nas condições estabelecidas para efeitos de cálculo do incentivo à melhoria da qualidade de serviço.

Quadro 4-62 - Determinação do valor de energia distribuída e da energia não distribuída, em 2014

Valores de energia activa 2014	Período horário - h				Total
	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio	
$W_{RNTAT MR}$: entregas REN-DV considerando as entregas a clientes em MAT (MWh)	6 368 450,00	22 418 027,00	12 933 074,00	6 361 282,00	48 080 833,00
$W_{CMAT MR}$: vendas a clientes finais do mercado regulado (MWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
$W_{CMAT ML}$: vendas a clientes finais no mercado liberalizado (MWh)	135 154,00	899 753,00	679 661,00	398 061,00	2 112 629,00
$W_{RNTAT} = W_{RNTAT MR} + W_{CMAT MR}$ (MWh)	6 233 296,00	21 518 274,00	12 253 413,00	5 963 221,00	45 968 204,00
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)	6 152 695,69	21 240 029,61	12 109 312,18	5 891 928,66	45 393 966,15
$W_{CAT MR}$: vendas a clientes finais do mercado regulado (MWh)	226,00	757,00	938,00	1 887,00	3 808,00
$W_{CAT ML}$: vendas aos clientes do mercado livre referencial de consumo (MWh)	740 168,00	2 910 506,00	2 005 688,00	1 135 050,00	6 791 412,00
$W_{CAT} = W_{CAT MR} + W_{CAT ML}$ (MWh)	740 394,00	2 911 263,00	2 006 626,00	1 136 937,00	6 795 220,00
$[W_{RNTAT} \times (1 + \gamma_{AT})^{-1}] - (W_{CAT})$ (MWh)	5 412 301,69	18 328 766,61	10 102 686,18	4 754 991,66	38 598 746,15
$ED = [W_{RNTAT} \times (1 + \gamma_{AT})^{-1}] - (W_{CAT})$ (MWh)					38 598 746,15
TIEPI (min)					59,44
TIEPI (h)					0,99
T (h)					8 760,00
$END = ED \times TIEPI / T$ (MWh)					4 365,33

Com base no valor de ED em 2014 obtêm-se os valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço que se apresentam no Quadro 4-63.

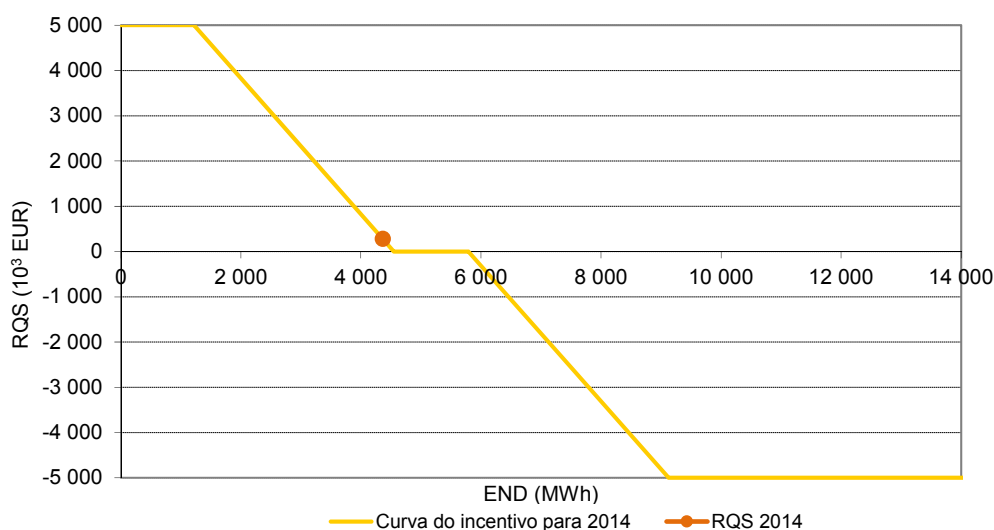
Quadro 4-63 - Valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2014

END	(MWh)	4365,33
$END_{REF} = 0,000134 \times ED$	(MWh)	5172,23
$\Delta V = 0,12 \times END_{REF}$	(MWh)	620,67
$END_{REF} - \Delta V$	(MWh)	4551,56
$END_{REF} + \Delta V$	(MWh)	5792,90

Atendendo ao mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço, sendo o valor de END em 2014 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 279 353,07 euros.

Na Figura 4-18 é possível visualizar a curva do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2014, bem como o posicionamento do respetivo valor de END e incentivo associado.

Figura 4-18 - Incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2014



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 deste diploma, 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, que comporta a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes e a função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial, 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.

A atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica comporta duas funções, a 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

Atualmente, 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 nível de consumo no referencial da emissão para o ano de 2016, em consistência com a previsão de quotas para o mercado regulado e com o nível previsto de perdas nas redes.

Quadro 4-64 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da sua procura

Unidade: GWh

	Real		ERSE Tarifas 2016	
	2013	2014	2015	2016
+ Saldo da compra e venda de energia para fornecimentos do CUR	-5 321	-10 969	-14 199	-17 922
+ CESUR	0	0	0	0
+ Produção em regime especial	22 114	21 866	20 733	21 555
- Perdas na rede de Distribuição	2 531	1 475	1 092	463
(perdas/fornecimentos)	18,12%	15,96%	20,48%	14,88%
- Perdas na rede de Transporte	246	175	111	61
(perdas/fornecimentos)	1,8%	1,9%	2,1%	2,0%
Total das aquisições	16 793	10 898	6 534	3 633

Fonte: ERSE, EDP SU

As aquisições de energia pelo CUR usadas no cálculo das tarifas para 2016 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 2015 e previsões para 2016 consideradas pela ERSE, encontram-se no documento “Caracterização da procura de energia elétrica em 2016”.

AQUISIÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA À PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

No Quadro 4-65 apresenta-se o custo médio unitário de aquisição de energia elétrica à PRE previsto para 2016 por tecnologia e respetivas quantidades de energia.

Quadro 4-65 - Custo de aquisição de energia elétrica à PRE

	Tarifas 2016				
	Produção (GWh)	Preço médio de aquisição (€/MWh)	Custo Total (10 ³ EUR)	Preço ⁽³⁾ referência p/ cálculo do diferencial de custo (€/MWh)	Sobrecusto PRE referente ao ano (10 ³ EUR)
PRE 1 ⁽¹⁾	14 710	98,28	1 445 789		763 167
Eólicas	11 701	90,63	1 060 439	46,40	517 449
Hídricas	1 119	93,68	104 865	46,40	52 919
Biogás	267	110,89	29 565	46,40	17 193
Biomassa	714	114,13	81 488	46,40	48 355
Fotovoltaica	448	291,27	130 513	46,40	109 720
RSU	461	84,44	38 919	46,40	17 532
PRE 2 ⁽²⁾	6 845	121,72	833 166		515 531
Térmica - Cogeração (NFER)	4 643	116,48	540 755	46,40	325 319
Térmica - Cogeração (FER)	1 887	99,18	187 169	46,40	99 600
Microgeração	315	333,83	105 241	46,40	90 612
Total da produção em regime especial	21 555	105,73	2 278 955		1 278 698

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

(3) O preço de referência para o cálculo do diferencial de custo da PRE é determinado tendo por base o preço médio de mercado previsto para o ano 2016, bem como os perfis de aquisição da PRE e os custos com desvios que lhe estão associados.

Fonte: ERSE, EDP SU

A Figura 4-19 apresenta as quantidades ocorridas da PRE por tecnologia no período de 2001 a 2014, o valor estimado para 2015 e a previsão para 2016. Até 2010 verificou-se um forte aumento da injeção de PRE nas redes, consequência do aumento da potência instalada de PRE, com crescimentos anuais sempre acima de dois dígitos. Este ritmo abrandou nos anos de 2011 e 2012, com taxas de crescimento de 1,9% e 3,5%, respetivamente, em consequência de uma menor dinâmica na ligação à rede de novos produtores desta natureza. Em 2013 e 2014, voltou a observar-se um nível da produção em regime especial, substancialmente acima do verificado em 2012, facto que se atribui essencialmente aos fatores climáticos que influenciam a produção de origem renovável, designadamente, a forte eolicidade (IPE₂₀₁₃=1,18; IPE₂₀₁₄=1,11; fonte REN) e a forte hidraulicidade (IPH₂₀₁₃=1,17; IPH₂₀₁₄=1,27; fonte REN) verificada nestes dois anos. Não obstante, no ano de 2014 verificou-se um ligeiro decréscimo do total de PRE injetada na rede, que se atribui principalmente à menor produção proveniente da cogeração, em resultado de particularidades na operação e manutenção de algumas instalações, ao fim do regime bonificado por fim do prazo previsto na lei e ao encerramento de unidades produtivas.

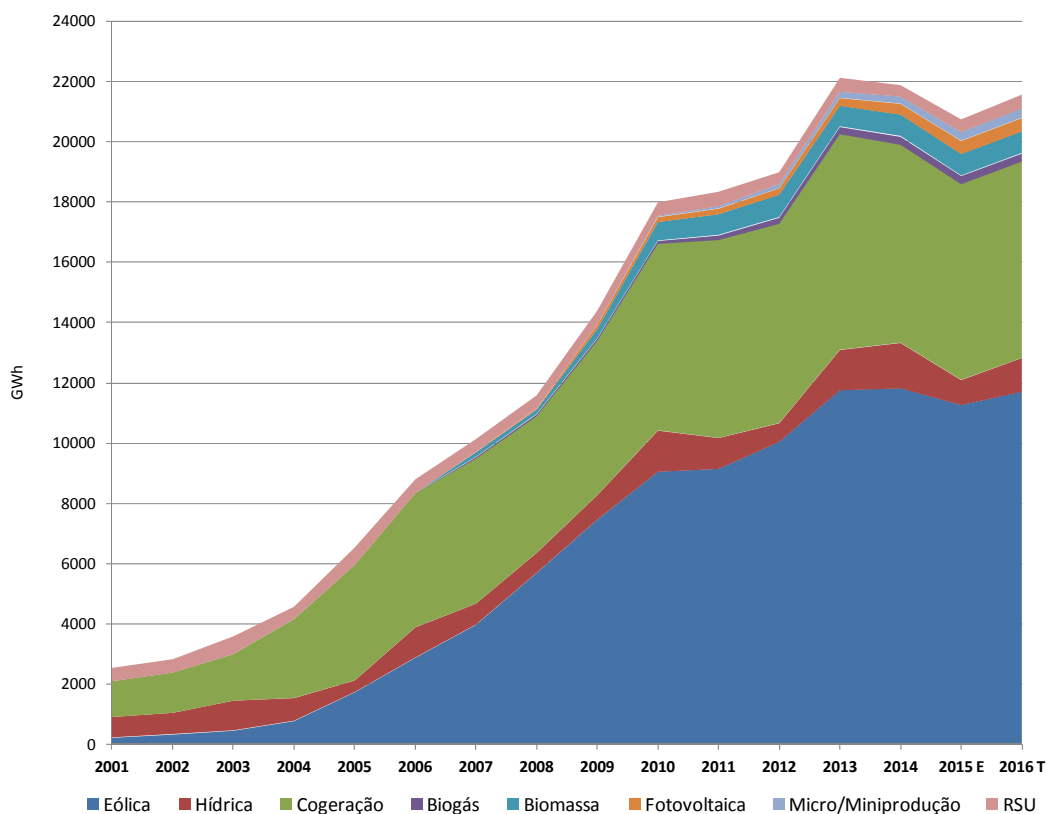
Para 2015, a ERSE considerou uma estimativa que incorpora dados reais dos primeiros onze meses do ano. Os principais fatores considerados nesta estimativa foram os seguintes:

- Quebra assinalável da PRE Hídrica, com uma variação acumulada até novembro de 2015 de -45% face ao período homólogo de 2014, ($IPH_{Acum.Out2015}=0,80$; fonte REN), que corresponde à transição de um ano muito húmido em 2014, para um ano seco em 2015;
- Redução notória da PRE Eólica, atendendo a que a produção acumulada até novembro é inferior em cerca de 6% à verificada no período homólogo de 2014;
- Redução da injeção na rede das tecnologias de PRE de base térmica (Cogeração, Biogás, Biomassa, Resíduos Sólidos Urbanos), cuja produção acumulada a novembro de 2015 se reduziu em 4% (fonte REN) face à produção do período homólogo de 2014. Das análises efetuadas à informação mensal por tecnologia, esta redução terá particular incidência na Cogeração, o que se associa a particularidades na operação e manutenção de algumas instalações ou ao fim do regime bonificado por fim do prazo previsto na lei. Desta análise, concluiu-se também que as restantes tecnologias de PRE de base térmica (Biogás, Biomassa, RSU) deverão incrementar ligeiramente a sua produção em 2015;
- Continuação do acentuado crescimento das injeções na rede de PRE Fotovoltaica e da mini e microprodução.

Com estes pressupostos, a estimativa da ERSE para a injeção total de PRE nas redes do SEN em 2015 terá um decréscimo de 5,2% face ao ocorrido em 2014.

Em 2016, assumiu-se uma previsão que considera as perspetivas de evolução das principais condicionantes do desenvolvimento das tecnologias de produção em regime especial e o retorno a um valor médio dos índices de produtividade eólica e hídrica. Esta previsão resulta num aumento do total da produção em regime especial de cerca de 4,0% face à estimativa da ERSE para 2015. No entanto, este valor é inferior em 2,5% face ao valor verificado em 2013 e em 1,4% face ao valor verificado em 2014.

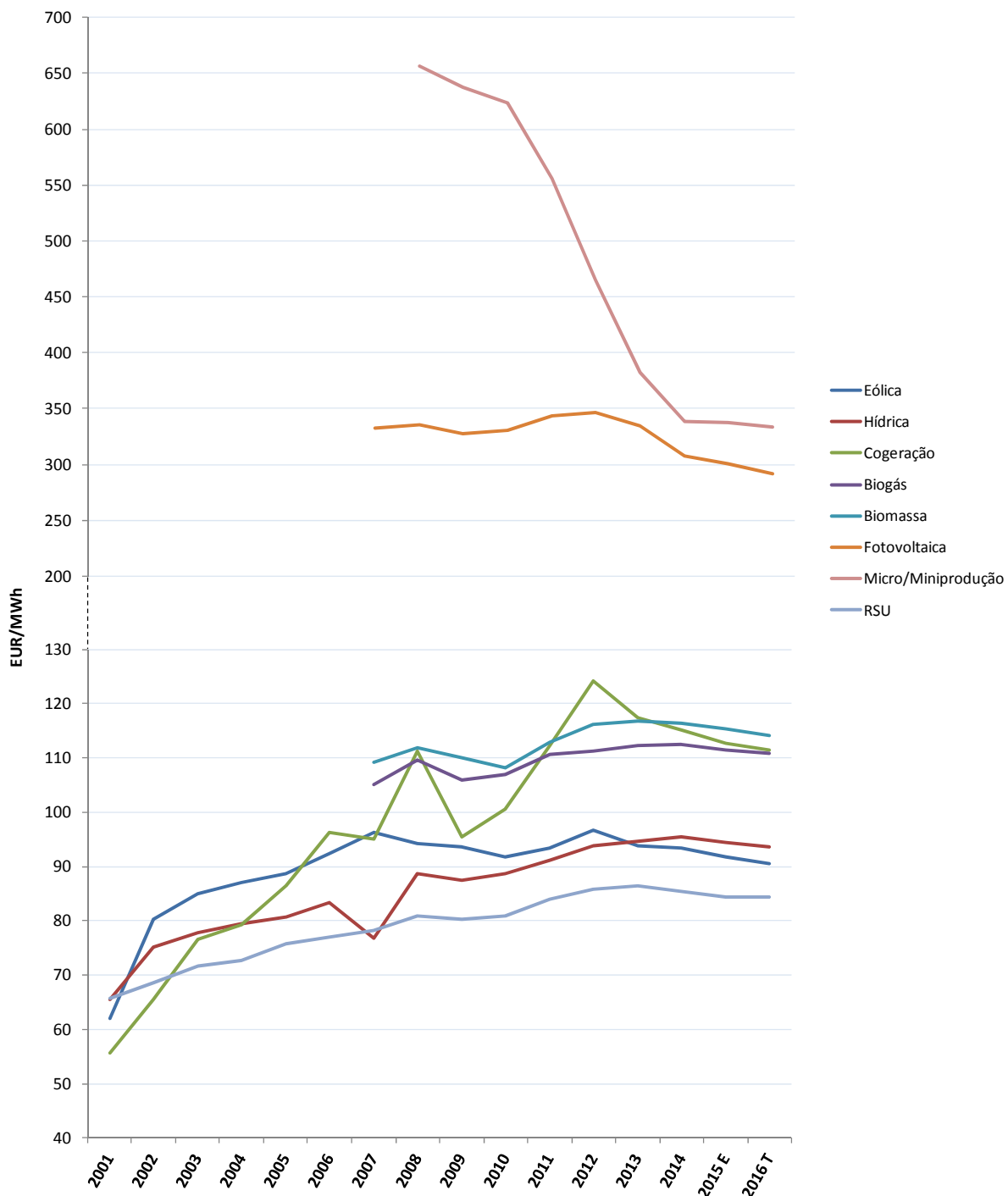
Figura 4-19 - Evolução das quantidades da PRE por tecnologia



Fonte: ERSE, EDP SU

A Figura 4-20 apresenta a evolução do preço unitário da PRE por tecnologia entre 2001 e 2014 (valores ocorridos), a estimativa para 2015 e a previsão para 2016. Em termos unitários, o preço médio de energia proveniente de PRE apresentou entre 2001 e 2014 uma taxa média anual de crescimento de 4,5%. Para 2015, o preço médio deverá manter-se ou decrescer ligeiramente face ao verificado em 2014, 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 das várias tecnologias de PRE, como por exemplo a evolução de indicadores macroeconómicos. Assinala-se também a descida, que se iniciou em 2012 e que se deverá manter em 2015 e 2016, do preço médio da solar fotovoltaica e da mini e microprodução.

Figura 4-20 - Evolução do custo unitário PRE por tecnologia

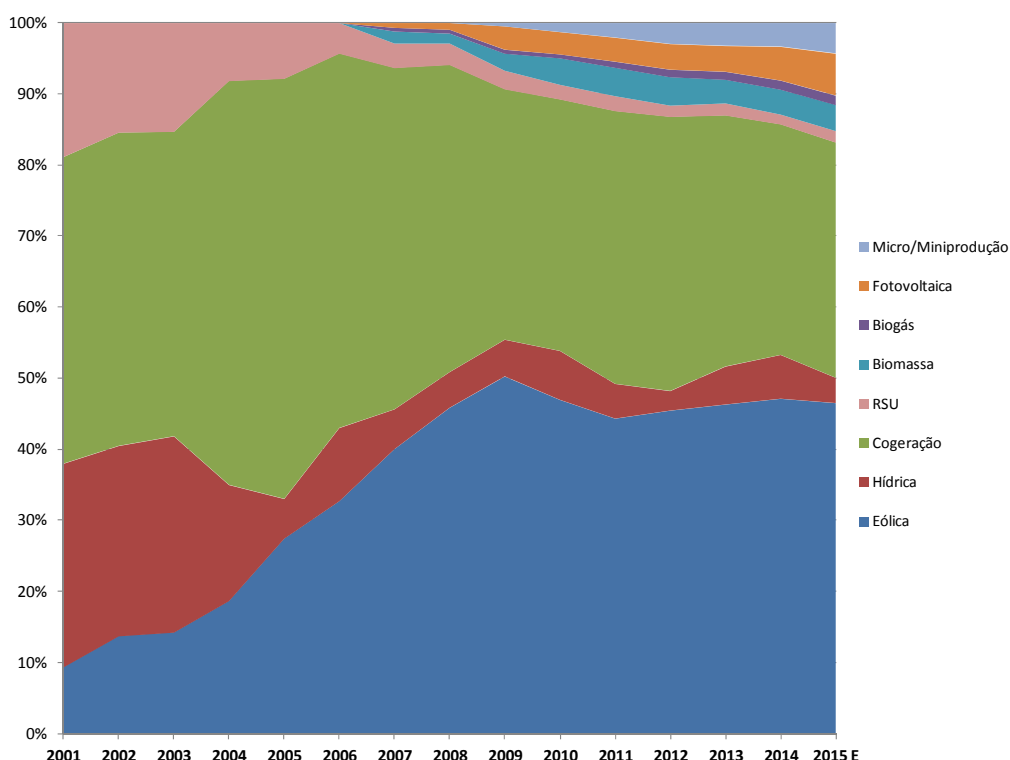


Fonte: ERSE, EDP SU

A Figura 4-21 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. À semelhança do que vem sendo referido em anos anteriores, assinala-se o

peso crescente nos custos da PRE da tecnologia fotovoltaica e da mini e microprodução, que em 2014 corresponderam a cerca de 2,7% das injeções de PRE na rede pública, mas representaram cerca de 8,1% dos custos de aquisição à PRE. Para o ano de 2016, prevê-se que o peso nas quantidades suba cerca de 0,8 pontos percentuais, mas o correspondente peso nos custos deverá subir cerca de 2,2 pontos percentuais, em consequência do elevado diferencial ainda existente entre o preço unitário destas tecnologias e o das restantes.

Figura 4-21 - 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 53,0 €/MWh, previsto para 2016 estão apresentados no ponto 2.3.

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 2015.
2. Os ajustamentos por aplicação da tarifa de Energia em 2014.
3. O ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo referente a 2014.

O quadro seguinte sintetiza o montante de ajustamentos referentes a 2014 e 2015.

Quadro 4-66 - Ajustamentos do comercializador de último recurso no âmbito da função CVEE FC

	Unidade 10 ³ EUR	
	Tarifas 2015	Tarifas 2016
Valor previsto para o ajustamento dos custos com a função CVEE FC, referente a 2015	216 971	68 314
Ajustamento da tarifa de energia, relativo a 2014	-107 521	-54 670
Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo referente a 2014	-927	-2 189
Total de ajustamentos a incorporar nos proveitos para 2016	108 523	11 455

Estes montantes, ao abrigo do Artigo 97.º do Regulamento Tarifário em vigor, 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 em vigor.

Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula foram considerados os valores do Quadro 4-67.

Quadro 4-67 - Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes

		Unidade 10 ³ EUR	
		Tarifas 2015	Tarifas 2016
A	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes = (1) x (2) + (3) - (4) + (5)	318 886	192 672
1	Custo médio de aquisição de energia elétrica (sem custos com desvios de carteira e serviços de sistema)	53,49	50,98
2	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes CUR	5 751	3 633
3	Desvio por gestão carteira	2 760	2 007
4	Proveitos decorrentes da partilha de risco entre CUR e os comercializadores de mercado	0	0
5	Outros custos	8 511	5 450
B	Custos de funcionamento afectos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes, previstos para o ano t	4 074	3 513
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	216 971	68 314
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	-107 521	-54 670
E	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo referente a t-2 a incorporar nos proveitos do ano t	-927	-2 189
F	Total dos proveitos a recuperar pela função de compra e venda de energia elétrica para fornecimento dos clientes = (A) + (B) - (C) - (D) - (E)	214 437	184 730
G	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos da sustentabilidade de mercados = - [(C) + (D) + (E)]	-108 523	-11 455
H	Total dos proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação da TE = (F) - (G)	322 960	196 185

Verifica-se o decréscimo dos custos com a função de compra e venda de energia elétrica para fornecimento dos clientes, cerca de 14%, em grande parte devido à extinção das tarifas de vendas a clientes finais.

AJUSTAMENTOS DE 2014

A atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do CUR é regulada por incentivos 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.

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 tem como principal vantagem a de permitir uma melhor monitorização da atividade do CUR, bem como permitir aplicar metodologias de incentivo à aquisição eficiente de energia elétrica.

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

De acordo com o artigo 87.º do Regulamento n.º 496/2011, já revogado, 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 2014 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 2014 dos custos da PRE atingiu o montante de -232 900⁴⁶ milhares de euros, devido essencialmente ao aumento da diferença entre o custo unitário de aquisição da PRE e o preço de mercado, face ao inicialmente previsto. Este efeito é apresentado no quadro seguinte.

Quadro 4-68 - Desvios custos da PRE

	2014	Tarifas 2014	Desvio (2014-T2014)	
			Valor	%
Quantidades (GWh)	21 866	20 635	1 231	6,0%
PRE ¹	15 041	13 819	1 222	8,8%
PRE ²	6 825	6 816	9	0,1%
Preço (€/MWh)				
Preço médio de venda PRE ⁽¹⁾	39,08	49,00	-9,92	-20,2%
Custo médio PRE	107,14	110,41	-3,27	-3,0%

⁽¹⁾ Sem serviços de sistema

Fonte: ERSE, EDP SU

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. Para o apuramento do preço de referência para o cálculo do diferencial de custo da PRE 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 2016, de 18 931 milhares de euros a pagar pelo CUR, resulta da diferença entre o desvio apurado com base em custos reais, de -239 124⁴⁷ milhares de euros, e o valor considerado provisoriamente em tarifas para 2015 (-258 055⁴⁸ milhares de euros), ambos os valores encontram-se atualizados para 2016. O quadro seguinte apresenta o cálculo deste desvio.

⁴⁶ Desvio PRE ¹, -172 930 milhares de euros + Desvio PRE ², -59 971 milhares de euros.

⁴⁷ Desvio PRE ¹ atualizado, -177 550 milhares de euros + Desvio PRE ² atualizado, -61 573 milhares de euros.

⁴⁸ Ajustamento provisório PRE ² atualizado, -185 422 milhares de euros e ajustamento provisório PRE ² atualizado, -72 632 milhares de euros

Quadro 4-69 - Cálculo do ajustamento da função Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial

 Unidade: 10³ EUR

		2014
A	Diferencial da PRE ¹ recuperado em 2014	468 711
B	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica [(1) - (2) + (3) + (4) - (5) - (6) + (7) - (8)]	653 456
1	Compras	1 504 523
2	Vendas	587 857
3	Outros custos	5 327
4	Custos de funcionamento	5 166
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	68 455
C	Desvio do diferencial PRE ¹ , em 2014 (A) - (B)	-184 745
	Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência decorrente do DL 74/2013	11 815
	Desvio do diferencial PRE ¹ , com mecanismo regulatório DL 74/2013	-172 930
D	Desvio do diferencial PRE ¹ , em 2014 atualizado para 2016 = $C \times (1+i_{t-2}^E) \times (1+i_{t-1}^E)$	-177 550
E	Valor do ajustamento provisório calculado em 2014 e incluído nos proveitos de 2015	-184 163
F	Valor do ajustamento provisório calculado em 2014 e incluído nos proveitos de 2015, atualizado para 2016 = $F \times (1+i_{t-1}^E)$	-185 422
G	Ajustamento do diferencial PRE ¹ , de 2014 a recuperar nos proveitos permitidos de 2016 = (D) - (F)	7 872
H	Diferencial da PRE ² recuperado em 2014	481 282
I	Diferencial de custos com a aquisição de energia eléctrica determinado com base em valores reais [(7) - (8) + (9) + (10) - (11) - (12) + (13) + (14)]	541 253
7	Compras	838 211
8	Vendas	266 740
9	Outros custos	5 327
10	Custos de funcionamento	5 166
11	Ajustamento t-1	-161 313
12	Ajustamento t-2	-53 728
13	Cogeração FER	0
14	Alisamento quinquenal - artº 73º A	-255 752
J	Desvio do diferencial PRE ² , em 2014 (H) - (I)	-59 971
K	Desvio do diferencial PRE ² , em 2014 atualizado para 2016 = $J \times (1+i_{t-2}^E) \times (1+i_{t-1}^E)$	-61 573
L	Valor do ajustamento provisório calculado em 2014 e incluído nos proveitos de 2015	-72 139
M	Valor do ajustamento provisório calculado em 2014 e incluído nos proveitos de 2015, atualizado para 2016 = $L \times (1+i_{t-1}^E)$	-72 632
N	Ajustamento do diferencial PRE ² , de 2014 a recuperar nos proveitos permitidos de 2016 = (K) - (M)	11 059
O	Ajustamento do diferencial PRE, de 2014 a repercutir nos proveitos permitidos de 2016 [(G) + (N)]	18 931
i_{t-2}^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2014 acrescida de spread	1,975%
i_{t-1}^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2015 acrescida de spread	0,684%

No cálculo tarifário de 2014 foram incluídos cerca de 24 milhões de euros, referentes ao mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, que se ajustam definitivamente para 11,8 milhões de euros nos proveitos para 2016.

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

De acordo com o artigo 88.º do Regulamento n.º 496/2011, já revogado, 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 2014 a repercutir nas tarifas de 2016 é de 54 670 milhares de euros, a devolver ao CUR, de acordo com os valores apurados no Quadro 4-70.

Quadro 4-70 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes

		Unidade 10 ³ EUR
		2014
+	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	467 164
+	Custo médio de aquisição	42,24
+	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes do CUR	10 898
+	Desvio por gestão de carteira	-11 060
+	Proveitos decorrentes da partilha de risco entre CUR e os comercializadores de mercado	0
+	Outros custos	17 868
+	Custos de funcionamento afectos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica e aceites pela ERSE	3 411
A	Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da TE	470 575
B	Proveitos faturados com a aplicação da TE a clientes finais deduzida aditividade e sobreproveito	630 096
C	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica (B-A), em 2014	159 522
D	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica atualizados para 2016 = (C) x (1 + i_{t-2}^E) x (1 + i_{t-1}^E)	163 784
E	Desvio provisório dos ajustamentos de 2014 calculado em 2015 e atualizados para 2016	218 454
F	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica (D-E), em 2014 atualizado para 2016	-54 670
i_{t-2}^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2014 acrescida de spread	1,975%
i_{t-1}^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2015 acrescida de spread	0,684%

Aquando da definição das tarifas para 2014, a previsão para o custo médio de aquisição de energia elétrica pelo CUR (sem serviços de sistema⁴⁹), 55,80 €/MWh, foi superior ao ocorrido, 42,24 €/MWh.

⁴⁹ Os custos com serviços de sistema encontram-se na rubrica “Outros custos”.

Quadro 4-71 - Custo médio de aquisição de energia elétrica pelo CUR

Unid: €/MWh	
Tarifas 2014 Valor implícito nas tarifas	2014 Real
55,80	42,24

Nota: Sem serviços de sistema

Este facto deveu-se, em parte, aos preços do carvão e do petróleo em 2014 terem-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 4-72.

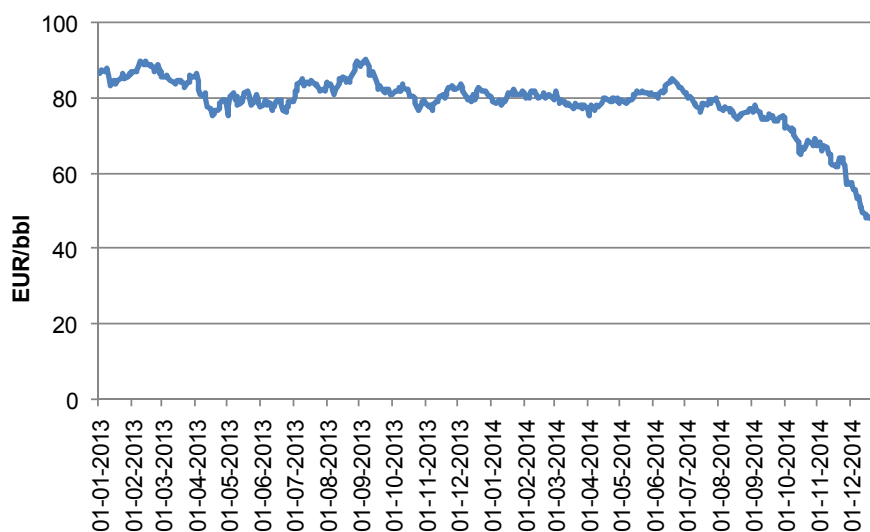
Figura 4-22 - Evolução do preço CIF do carvão (EUR/ton)



Fonte: ERSE, Reuters

O petróleo registou, uma descida acentuada do preço relativamente ao previsto, nomeadamente no segundo semestre de 2014, como se pode verificar na Figura 4-23.

Figura 4-23 - Evolução do preço petróleo Brent (EUR/bbl)



Fonte: ERSE, Reuters

A penetração da produção em regime especial no conjunto de produção de energia elétrica, bem como a hidráulidade, são contudo, os principais fatores explicativos da evolução do custo médio de aquisição de energia elétrica. O preço destes dois fatores está inversamente relacionado com o preço de energia elétrica no mercado grossista. O Quadro 4-72 mostra que, quer as injeções de PRE, quer o índice de produtividade hidroelétrica se situaram acima dos valores previstos no cálculo tarifário de 2014, o que provocou uma forte queda do preço no mercado grossista e, conseqüentemente, contribuiu para o desvio significativo do custo médio de aquisição do CUR, em 2014, face ao previsto.

Quadro 4-72 - Condições de referência para a previsão do custo médio de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso em 2014

	Tarifas 2014 Valor implícito nas previsões	2014 Real
Carvão (EUR/ton)	64,00	56,73
Petróleo - Brent (EUR/bbl)	81,61	74,57
Índice de produtividade hidroelétrica	1,00	1,27
Produção PRE Portugal (GWh)	20 635	21 867

Fonte: ERSE, Reuters, REN, EDP

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 n.º 496/2011, já revogado. 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 2014 o desvio atualizado para 2016 atinge o montante de -2 189 milhares de euros.

Quadro 4-73 - Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2

		Unidade: 10 ³ EL
		2014
A	Proveitos que resultam da aplicação da Tarifa de Venda a Clientes Finais	1 623 485
+	Energia	630 096
+	Uso Global do Sistema	457 544
+	Uso da Rede de Transporte	73 613
+	Uso da Rede de Distribuição	417 005
+	Comercialização	38 318
B	Proveitos que resultam da faturação	1 616 576
C	Sobreprovento por aplicação da tarifa transitória	9 041
D	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2 (A) - (B) - (C)	-2 132
i_{t-2}^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2014 acrescida de spread	1,975%
i_{t-1}^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2015 acrescida de spread	0,684%
E	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2 atualizado para 2016 $= (D) \times (1 + i_{t-2}^E) \times (1 + i_{t-1}^E)$	-2 189

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2015

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.

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 nível de consumo no referencial da emissão para o ano de 2015, em consistência com a estimativa de quotas para o mercado regulado e com o nível estimado de perdas nas redes.

Quadro 4-74 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura

Unidade: GWh

	Real		ERSE Tarifas 2016
	2013	2014	2015
+ Saldo da compra e venda de energia para fornecimentos do CUR	-5 321	-10 969	-14 199
+ CESUR	0	0	0
+ Produção em regime especial	22 114	21 866	20 733
- Perdas na rede de Distribuição	2 531	1 475	1 092
(perdas/fornecimentos)	18,12%	15,96%	20,48%
- Perdas na rede de Transporte	246	175	111
(perdas/fornecimentos)	1,8%	1,9%	2,1%
Total das aquisições	16 793	10 898	6 534

Fonte: ERSE, EDP SU

A estrutura dos fornecimentos do CUR por nível de tensão, usada para o ano de 2015 no cálculo das tarifas para 2016, depende da estrutura dos fornecimentos totais por nível de tensão estimada pela EDP Distribuição para 2015, a qual foi adotada pela ERSE, bem como do nível de consumo referido à emissão e quotas do mercado liberalizado estimadas pela ERSE para esse ano.

No documento “Caracterização da procura de energia elétrica em 2016” encontra-se a evolução dos fornecimentos reais do CUR por nível de tensão, bem como as estimativas para 2015 e previsões para 2016 consideradas pela ERSE.

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

De acordo com o artigo 96.º do Regulamento Tarifário em vigor, o diferencial do custo com aquisição aos produtores em regime especial resulta da diferença entre o valor de sobrecusto considerado nas tarifas de 2015 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 2015 a repercutir em 2016 é de 109 555 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 2015, acrescida de 0,5 pontos percentuais. O quadro seguinte apresenta o cálculo deste desvio.

Quadro 4-75 - Cálculo do ajustamento na função de Compra e Venda de Energia Elétrica da produção em regime especial

		Unidade: 10 ³ EUR
		2015
A	Diferencial da PRE ¹ a recuperar em 2015	718 149
B	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica determinado com base em valores reais [(1) - (2) + (3) + (4) - (5) - (6) + (7) - (8)]	619 705
1	Compras	1 389 774
2	Vendas	659 970
3	Outros custos	6 965
4	Custos de funcionamento	5 733
5	Ajustamento t-1	-184 163
6	Ajustamento t-2	-145 551
7	Alisamento quinquenal - artº 73º A	-333 489
8	Medidas de atenuação de impactes dos custos com a PRE decorrentes da legislação em vigor	119 024
C	Desvio do diferencial PRE ¹ , em 2015 (A) - (B)	98 444
D	Desvio do diferencial PRE ¹ , em 2015 atualizado para 2016 = C x (1+ i _{t-1} ⁵)	99 117
9	Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência decorrente do DL 74/2013	19 000
E	Desvio do diferencial PRE ¹ , com medidas de atenuação em 2015 atualizado para 2016 = [A - (B - 9)] x (1+ i _{t-1} ⁵)	118 246
E	Diferencial da PRE ² a recuperar em 2015	507 508
F	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica determinado com base em valores reais [(8) - (9) + (10) + (11) - (12) - (13) + (14) + (15)]	516 140
8	Compras	831 051
9	Vendas	322 253
10	Outros custos	3 258
11	custos de funcionamento	5 733
12	Ajustamento t-1	-72 139
13	Ajustamento t-2	2 386
14	Cogeração FER	0
15	Alisamento quinquenal - artº 73º A	-71 402
G	Desvio do diferencial PRE ² , em 2015 (E) - (F)	-8 632
H	Desvio do diferencial PRE ² , em 2015 atualizado para 2016 = G x (1+ i _{t-1} ⁵)	-8 691
I	Ajustamento provisório do sobrecusto PRE de 2015 a repercutir nos proveitos permitidos de 2016 [(E) + (H)]	109 555
i _{t-1} ^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2015 acrescida de spread	0,684%

O ajustamento de 109 555 milhares de euros a reverter à tarifa, explica-se em grande parte devido a três fatores:

- O aumento em cerca de 25 milhões de euros das receitas dos leilões de licenças de emissão de CO₂ que revertem para o SEN, face ao previsto em Tarifas 2015;
- A adesão de novos produtores ao regime remuneratório nos termos do Decreto-Lei n.º 35/2013 e consequente pagamento da compensação anual do horizonte temporal de 2013 e 2014, com um impacto de cerca de 23 milhões de euros;

- O ajustamento do diferencial da taxa de juro decorrente do cálculo final da taxa de juro aplicada ao diferimento da PRE de cerca de 29 milhões de euros.

De referir que no cálculo tarifário de 2015 foram incluídos 24 milhões de euros, referentes ao mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, que se ajustam provisoriamente para 19 milhões de euros.

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

De acordo com o artigo 97º do Regulamento Tarifário em vigor, 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 2015 a repercutir nas tarifas de 2016 é de 68 314 milhares de euros, de acordo com os valores apurados no Quadro 4-76.

Quadro 4-76 - Cálculo do ajustamento na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes

		Unidade 10 ³ EUR
		2015
+	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	349 319
+	Custo médio de aquisição	51,18
+	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes do CUR	6 534
+	Desvio por gestão de carteira	4 512
+	Proveitos decorrentes da partilha de risco entre CUR e os comercializadores de mercado	0
+	Outros custos	10 386
+	Custos de funcionamento afetos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica aceites pela ERSE, previstos para o ano t-1	3 687
A	Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da TE	353 006
B	Proveitos previstos faturar com a aplicação da TE a clientes finais	420 856
C	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica (B - A), em 2015	67 850
D	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica atualizados para 2016 $(C) \times (1 + i_{t-1}^E)$	68 314
i_{t-1}^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2015 acrescida de spread	0,684%

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 2016 do comercializador de último recurso é dado pela expressão do Artigo 98.º do Regulamento Tarifário em vigor.

Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula, foram considerados os valores do Quadro 4-77.

Quadro 4-77 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição

	Unidade 10 ³ EUR	
	Tarifas 2015	Tarifas 2016
Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t	304 419	209 273
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano t	31 164	20 028
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t	241 257	150 403
Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, previstos para o ano t	576 840	379 704

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 maneo. Para o presente período regulatório, o Regulamento Tarifário 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 das práticas regulatórias entre Continente e Regiões Autónomas, preconizada no Regulamento Tarifário em vigor, culminou com a seleção do número médio de clientes como único driver de custos da EDP SU. Neste período regulatório a repartição do OPEX controlável, sujeito a metas de eficiência entre componente fixa e variável, foi também alterado.

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 Regulamento Tarifário prevê a possibilidade de inclusão de uma componente de custos não controláveis. Pese embora seja reconhecida a importância desta parcela de custo, a mesma é analisada e calculada numa base anual, casuisticamente, devendo apenas ser considerada quando justificável.

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 em vigor.

Quadro 4-78 - Proveitos permitidos à atividade de Comercialização

			Unidade: 10 ⁹ EUR	
			Tarifas 2015	Tarifas 2016
1	F _{C,NT}	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (MAT, AT e MT)	85	59
2		Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (MAT, AT e MT)		1
3	V _{C,NT}	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (Éconsumidor)	214,452	208,710
4	E _{C,NT}	Número de consumidores médio, em NT	854	834
5	V _{C,NT}	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (Éprocesso)		
6	P _{C,NT}	Número de processos de atendimento, em NT (milhares)		
7	PEF _{C,NT}	Custos com planos de reestruturação de efetivos	0	0
8	$\dot{c}_c / 365 \times (R_{C,NT}^{CR} + R_{CVATD,NT}^{CR}) \times f_c$	Reposição do custo das necessidades financeiras em NT		
	\dot{c}_c	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em dias)		
	R _{C,NT} ^{CR}	Custos com a atividade de CVEE afetos a NT		
	R _{CVATD,NT} ^{CR}	Proveitos permitidos da CVATD afetos a NT		
	f _c	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras		
9	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
10	$\Delta R_{C,NT,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em NT	-61	1
A	$R_{C,NT}^{CR} = (1) + (2) + (3) \times (4) / 1000 + (5) \times (6) / 1000 + (7) + (8) + (9) - (10)$	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	330	234
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)	91	19
C	A-B	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	239	215
11	F _{C,BTE}	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	21	50
12		Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE		3
13	V _{C,BTE}	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE (Éconsumidor)	60,558	58,936
14	E _{C,BTE}	Número de consumidores médio, em BTE (milhares)	2 564	1 976
15	V _{C,BTE}	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE (Éprocesso)		
16	P _{C,BTE}	Número de processos de atendimento, em BTE (milhares)		
17	PEF _{C,BTE}	Custos com planos de reestruturação de efetivos	0	0
18	$\dot{c}_c / 365 \times (R_{C,BTE}^{CR} + R_{CVATD,BTE}^{CR}) \times f_c$	Reposição do custo das necessidades financeiras em BTE		
	\dot{c}_c	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em dias)		
	R _{C,BTE} ^{CR}	Custos com a atividade de CVEE afetos a BTE		
	R _{CVATD,BTE} ^{CR}	Proveitos permitidos da CVATD afetos a BTE		
	f _c	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras		
19	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
20	$\Delta R_{C,BTE,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BTE	-65	-36
D	$R_{C,BTE}^{CR} = (11) + (12) + (13) \times (14) / 1000 + (15) \times (16) / 1000 + (17) + (18) + (19) - (20)$	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	241	205
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	93	-316
F	D-E	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	148	521
21	F _{C,BTN}	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	13 724	9 541
22		Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT		1 496
23	V _{C,BTN}	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT (Éconsumidor)	13,160	12,807
24	E _{C,BTN}	Número de consumidores médio, em BT (milhares)	2 234 815	1 100 253
25	V _{C,BTN}	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT (Éprocesso)		
26	P _{C,BTN}	Número de processos de atendimento, em BT (milhares)		
27	PEF _{C,BTN}	Custos com planos de reestruturação de efetivos	0	0
28	$\dot{c}_c / 365 \times (R_{C,BTN}^{CR} + R_{CVATD,BTN}^{CR}) \times f_c$	Reposição do custo das necessidades financeiras em BT		
	\dot{c}_c	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em dias)		
	R _{C,BTN} ^{CR}	Custos com a atividade de CVEE afetos a BT		
	R _{CVATD,BTN} ^{CR}	Proveitos permitidos da CVATD afetos a BT		
	f _c	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras		
29	Z _{C,BT,t-1}	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, atualizados para o ano t	0	88
30	$\Delta R_{C,BTN,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BT	-7 106	-3 814
G	$R_{C,BTN}^{CR} = (21) + (22) + (23) \times (24) / 1000 + (25) \times (26) / 1000 + (27) + (28) + (29) - (30)$	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	50 239	29 029
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	26 188	13 486
F	D-E	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	24 051	15 543
H	A + D + G	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	50 810	29 468
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	26 372	13 190
J	H+I	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica	24 438	16 278
		Sobrepriveito associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º 2 do artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de Setembro, na redação do Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de Janeiro.	-3 494	-4 272

COMPONENTE DE CUSTOS NÃO CONTROLÁVEIS

Foi incluída uma componente de custos não controláveis no valor de 1,5 milhões de euros para 2016 resultante da ponderação dos seguintes fatores: i) a evolução observada dos custos não controláveis da EDP, SU associada à evolução do processo de extinção da sua atividade, ii) a manutenção de um padrão regulatório exigente em termos de eficiência operacional, iii) a adaptação das metas regulatórias ao contexto prospetivado para a atividade de comercialização de último recurso.

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, na redação do Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, e da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, na redação da Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro, ascende a 4 272 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 2014

De acordo com o n.º 6 do Artigo 90.º do Regulamento n.º 496/2011, já revogado, o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2014 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 2014.

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. Procedeu-se à introdução dos processos de atendimento como *driver* de custos, tendendo ao elevado peso que a prestação de serviços da EDP SC representa na estrutura de custos da atividade de comercialização da EDP SU.

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 4-79 compara os valores verificados em 2014 com os previstos em 2013 no cálculo das tarifas de 2014, tendo em conta o diferencial previsto em Tarifas 2014. O desvio a repercutir nas tarifas de 2016 resulta da diferença entre os proveitos faturados pela aplicação da tarifa de comercialização fixada para

2014, de 38 318⁵⁰ 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 42 067⁵¹ milhares de euros. Esta diferença de -3 748 milhares de euros é atualizada para 2016 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média de 2014, 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 2015, acrescida de 0,5 pontos percentuais.

⁵⁰ Proveitos da CR_{NT}, 186 milhares de euros (linha D) + Proveitos da CR_{BTE}, 192 milhares de euros (linha D') + Proveitos da CR_{BTN}, 37 941 milhares de euros (linha B").

⁵¹ Proveitos a recuperar da CR em NT, 185 milhares de euros (linha C) + Proveitos a recuperar da CR em BTE, 226 milhares de euros (linha C') + Proveitos da CR em BTN, 41 656 milhares de euros (linha A").

Quadro 4-79 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização

Unidade: 10³ EUR

			2014	Tarifas 2014
1	$F_{C,NT}^{CR}$	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT (MAT, AT e MT)	93	93
2	$V_{C,NT}^{CR}$	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT (€/consumidor)	10,760	10,760
3	$E_{C,NT}^{CR}$	Número de consumidores médio, em NT	2 431	2 367
4		Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT (€/processo)	3,493	3,493
5		Número de processos, em NT	2 447	1 293
6	$PEF_{C,NT}^{CR}$	Custos com planos de reestruturação de efectivos	0	0
7	δ_C	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em dias)	11	11
8	$R_{E,NT}^{CR}$	Custos com a actividade de CVEE afectos a NT	27 406	35 519
9	$R_{CVATD,NT}^{CR}$	Proveitos permitidos da CVATD afectos a NT	22 852	26 478
10	f_C	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras	8,26%	9,50%
11	$Z_{C,NT,t-1}$	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano t	0	0
12	$\Delta R_{C,NT,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano t-2 em NT	-74	-74
A	$R_{C,NT}^{CR}$	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT	327	373
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)	143	143
C = A - B		Proveitos a recuperar pela actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT	185	230
D	$RF_{C,NT}^{CR}$	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em NT	186	
E = D - A + B		Desvio nos proveitos da actividade de Comercialização em NT, em 2014	1	
$F = E * (1+i_{t,2}) * (1+i_{t,1})$	$\Delta R_{C,NT,t-2}^{CR}$	Ajustamento em 2016 dos proveitos da actividade de Comercialização em NT, relativos a 2014	1	
13	$F_{C,BTE}^{CR}$	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	105	105
14	$V_{C,BTE}^{CR}$	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE (€/consumidor)	6,194	6,194
15	$E_{C,BTE}^{CR}$	Número de consumidores médio, em BTE	5 203	6 039
16		Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE (€/processo)	3,493	3,493
17		Número de processos, em BTE	5 239	3 006
18	$PEF_{C,BTE}^{CR}$	Custos com planos de reestruturação de efectivos	0	0
19	δ_C	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em dias)	13	13
20	$R_{E,BTE}^{CR}$	Custos com a actividade de CVEE afectos a BTE	24 846	23 384
21	$R_{CVATD,BTE}^{CR}$	Proveitos permitidos da CVATD afectos a BTE	29 666	26 927
22	f_C	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras	8,26%	9,50%
23	$Z_{C,BTE,t-1}$	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano t	0	0
24	$\Delta R_{C,BTE,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano t-2 em BTE	-85	-85
A'	$R_{C,BTE}^{CR}$	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	401	406
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	175	175
C' = A' - B'		Proveitos a recuperar pela actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	226	231
D'	$RF_{C,BTE}^{CR}$	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em BTE	192	
E' = D' - A' + B'	(B') - (B)	Desvio nos proveitos da actividade de Comercialização em BTE, em 2014	-35	
$F' = E' * (1+i_{t,2}) * (1+i_{t,1})$	$\Delta R_{C,BTE,t-2}^{CR}$	Ajustamento em 2016 dos proveitos da actividade de Comercialização em BTE, relativos a 2014	-36	
25	$F_{C,BTN}^{CR}$	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN	34 129	34 129
26	$V_{C,BTN}^{CR}$	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN (€/consumidor)	3,487	3,487
27	$E_{C,BTN}^{CR}$	Número de consumidores médio, em BTN	3 155 848	3 432 471
28		Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN (€/processo)	3,493	3,493
29		Número de processos, em BTN	3 177 785	2 880 157
30	$PEF_{C,BTN}^{CR}$	Custos com planos de reestruturação de efectivos	0	0
31	δ_C	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em dias)	9	9
32	$R_{E,BTN}^{CR}$	Custos com a actividade de CVEE afectos a BTN	579 870	579 870
33	$R_{CVATD,BTN}^{CR}$	Proveitos permitidos da CVATD afectos a BTN	895 643	895 643
34	f_C	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras	8,26%	9,50%
35	$Z_{C,BTN,t-1}$	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano t	0	0
36	$\Delta R_{C,BTN,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano t-2 em BTN	-4 095	-4 095
A''	$R_{C,BTN}^{CR}$	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN	63 334	63 582
		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	21 678	21 678
		Proveitos a recuperar pela actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	41 656	41 904
B''	$RF_{C,BTN}^{CR}$	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em BTN	37 941	
C'' = A'' - B''		Desvio nos proveitos da actividade de Comercialização em BTN, em 2014	-3 715	
$D'' = C'' * (1+i_{t,2}) * (1+i_{t,1})$	$\Delta R_{C,BTN,t-2}^{CR}$	Ajustamento em 2016 dos proveitos da actividade de Comercialização em BTN, relativos a 2014	-3 814	
F + F' + D''	$\Delta R_{C,t-2}^{CR}$	Ajustamento em 2016 dos proveitos da actividade de Comercialização, relativos a 2014	-3 848	
$i_{t,2}^E$	i_{2014}^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2014 acrescida de spread	1,975%	
$i_{t,1}^E$	i_{2015}^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2015 acrescida de spread	0,684%	

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.

Para o 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”, de dezembro de 2014.

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 2016.

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”, de dezembro de 2014, as taxas de remuneração previstas 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, para o período regulatório 2015-2017, passaram a ser indexados à evolução das OT's da República Portuguesa a 10 anos. Para o ano de 2016 as taxas 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 5,99%, 6,34% e de 6,34%, respetivamente.

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. No que diz respeito aos custos com aquisição de combustíveis aplica-se uma metodologia de custos de referência para os custos de aquisição, transporte, descarga e armazenamento. Este mecanismo foi aplicado até 2014 apenas aos custos de fuelóleo, sendo desde 2015 aplicado aos restantes combustíveis.

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”, de dezembro de 2014.

4.5.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

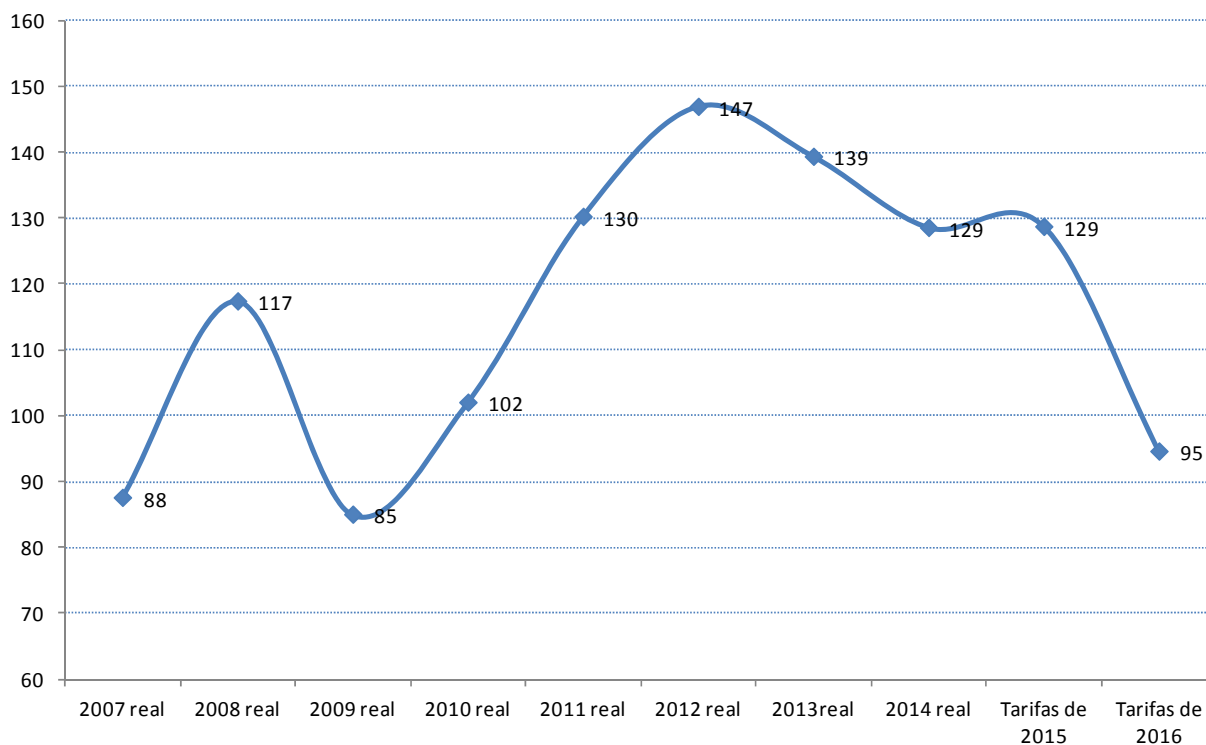
CUSTOS DOS COMBUSTÍVEIS

No Quadro 4-80 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 2016 é inferior em cerca de 27% face ao previsto nas tarifas de 2015 e inferior ao estimado para 2015, em cerca de 9%.

Quadro 4-80 - Custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EDA

Unidade ⁽¹⁾	2014 real	Tarifas de 2015	2015 em 2015 (EDA)	Evolução anual %	Tarifas de 2016	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	128,5	128,7	103,4	-20%	94,6	-27%	-9%

Figura 4-24 - Custo unitário variável das centrais térmicas da EDA (EUR/MWh)



O Quadro 4-81 apresenta os custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica na RAA.

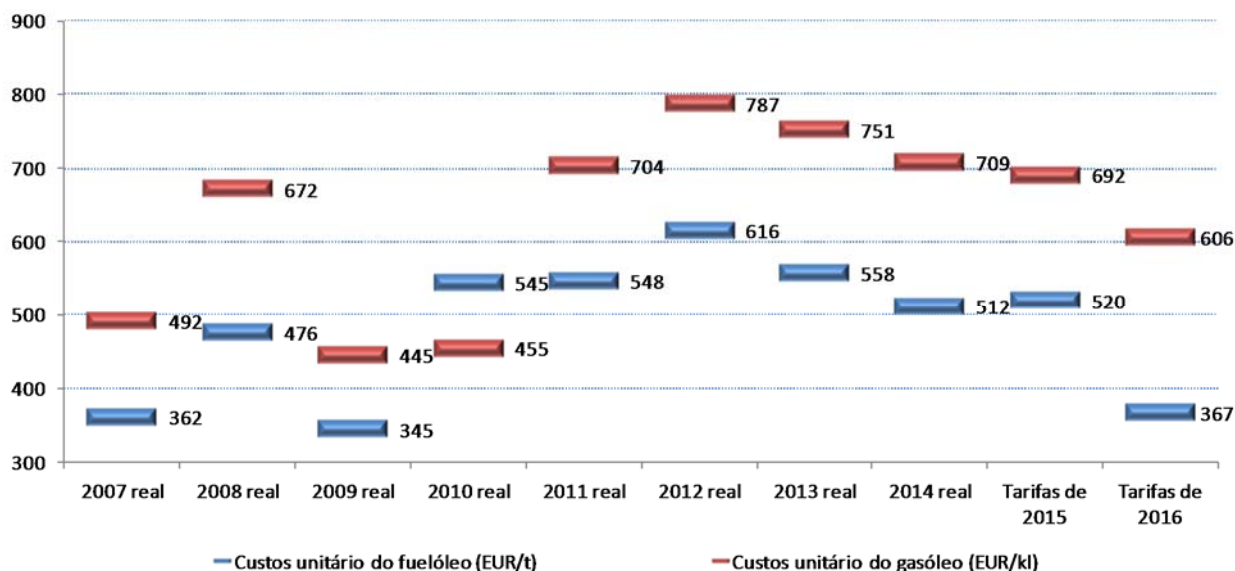
Quadro 4-81 - Custo unitário dos combustíveis

	Unidade	2014 real	Tarifas de 2015	2015 em 2015 (EDA)	Evolução anual %	Tarifas de 2016	Evolução anual %	Evolução anual %
		(1)	(2)	(3)	[(3)-(1)]/(1)	(4)	[(4)-(2)]/(2)	[(4)-(3)]/(3)
Custo unitário do fuelóleo	EUR/t	512,4	519,7	417,6	-19%	367,1	-29%	-12%
Custo unitário do gasóleo	EUR/kl	708,8	691,5	582,4	-18%	606,3	-12%	4%

Observa-se que no ano de 2014, os custos unitários com combustíveis atingiram valores de 512,4 EUR/t e 708,8 EUR/kl, respetivamente para o fuelóleo e para o gasóleo. As últimas estimativas da EDA para o ano de 2015, revelam uma expectativa de redução dos preços do fuelóleo e do gasóleo. Quanto às previsões para 2016, a ERSE prevê uma diminuição dos preços face à evolução observada nos mercados de futuros do petróleo e dos seus derivados. Prevê-se que os preços do fuelóleo e do gasóleo desçam de 29% e de 12%, respetivamente, em 2016 face ao implícito nas tarifas de 2016.

A Figura 4-25 permite visualizar para o período 2007 a 2016, as variações referidas anteriormente ao nível dos custos unitários com combustíveis consumidos pela EDA para produção de energia elétrica.

Figura 4-25 - Custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica ocorrido e previstos



CUSTOS COM FUELÓLEO

No período regulatório iniciado em 2009, 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 de uma 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.

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”, de dezembro de 2014. Encontra-se atualmente em fase de elaboração um novo estudo que além de proceder à atualização do estudo anterior, no que se refere aos custos da cadeia de valor de aquisição do fuelóleo, abrange os

restantes combustíveis utilizados pela EDA. As conclusões decorrentes desse estudo serão aplicadas aos ajustamentos de custos do ano de 2015 a incluir nas tarifas de 2017.

O Quadro 4-82 apresenta o cálculo dos custos não aceites com a aquisição de fuelóleo, em 2016.

Quadro 4-82 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo das tarifas de 2016

	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) €/t	Consumo 2016 (t)	Custos eficientes de descarga e armazenamento €	Custos eficientes 2016 (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	308,24	41 253	1 378 918	14 094 700	17 349 564	-3 254 864
Terceira	308,24	31 966	1 963 717	11 816 786	14 295 192	-2 478 406
Pico	375,56	8 372	398 597	3 542 748	4 491 887	-949 140
Faial	372,98	8 246	453 370	3 528 770	4 317 445	-788 674
Total		89 837	4 194 602	32 983 004	40 454 089	-7 471 085

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 2015, face ao ocorrido em 2014, em 2%, como mostra o Quadro 4-83. Para 2016 o valor deverá apresentar uma redução de 1% face ao previsto em tarifas de 2015. Estes são custos totais, incorporando, para além dos custos variáveis, os custos referentes à amortização e à remuneração do investimento.

Quadro 4-83 - Custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores do sistema independente

Unidade	2014 real	Tarifas de 2015	2015 em 2015 (EDA)	Evolução anual %	Tarifas de 2016	Evolução anual %	Evolução anual %	
	(1)	(2)	(3)	[(3)-(1)]/(1)	(4)	[(4)-(2)]/(2)	[(4)-(3)]/(3)	
Custo unitário SIA	EUR/MWh	96,2	97,8	96,2	2%	97,0	-1%	1%

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

Num cenário de custos com preços de combustíveis elevados, a energia elétrica adquirida ao SIA torna-se competitiva. Em 2014, o custo variável unitário das centrais da EDA aceite no ajustamento situou-se nos 128,5 EUR/MWh (Quadro 4-80), enquanto o custo unitário da energia elétrica adquirido ao SIA atingiu os 96,2 EUR/MWh (Quadro 4-84). Para as tarifas de 2016, pela primeira vez dá-se uma inversão da tendência ocorrida nos anos anteriores, com o custo variável unitário das centrais térmicas de 94,6 EUR/MWh (Quadro 4-80) a ser inferior ao custo da energia adquirida ao SIA de 97,0 EUR/MWh (Quadro 4-84). Esta inversão deve-se à grande redução ocorrida ao nível dos custos aceites com o fuelóleo, que conforme se pode observar no Quadro 4-81 diminuiu cerca de 29% face ao valor implícito nas tarifas de 2015.

Quadro 4-84 - Custos da energia elétrica adquirida

		2014 real			2015 em 2015 (EDA)			Tarifas 2016		
		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	23 757	96,00	2 280 721	31 280	96,20	3 009 136	31 280	96,70	3 024 776
	Geotermia	182 870	95,90	17 537 280	168 295	96,20	16 189 979	180 704	96,70	17 474 077
	Eólica	79 164	95,88	7 590 259	80 437	96,20	7 738 032	85 087	96,70	8 227 927
	Térmica	0	95,31	1	1	96,00	108	2	96,69	170
	Biogás + Resíduos	145	95,31	13 864	140	96,00	13 432	4 701	94,63	444 865
Aquisição de microgeração	Éolica	2	501,42	787	2	392,64	625	2	392,64	632
	Fotovoltaica	334	347,38	116 023	354	375,92	133 088	358	375,97	134 701
	Outros	21	312,92	6 536	23	276,30	6 399	23	276,30	6 482
Total Energia Adquirida		286 294	96,21	27 545 472	280 532	96,57	27 090 799	302 157	97,01	29 313 629

Destaca-se o acréscimo substancial previsto para 2016 ao nível da produção por RSU com a entrada em exploração de uma central na ilha da Terceira. Neste caso, o custo aceite para efeitos de proveitos permitidos em 2016 correspondeu ao valor da produção prevista a adquirir pela EDA (4,561 MWh), valorizado ao preço médio da produção térmica da EDA (94,6€/MWh) conforme valor constante do Quadro 4-80.

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, tendo por base um mecanismo do tipo *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência.

O Quadro 4-85 apresenta a desagregação dos custos de exploração para tarifas 2015 e para tarifas 2016.

Quadro 4-85 - Desagregação dos custos de exploração aceites pela ERSE

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2015	Tarifas 2016
Custos de exploração sujeitos a eficiência	11 761	11 446
Custos com a operação e manutenção de equipamentos	6 816	7 343
Outros combustíveis e lubrificantes, com exceção do custo do fuelóleo aceites pela ERSE:	13 273	11 042
Gasóleo	12 286	10 068
Lubrificantes	963	946
Amónia	24	28
Custos com o transporte do fuelóleo dentro das ilhas e com o CO2 aceite pela ERSE:	2 148	2 494
Custos com o transporte do fuelóleo entre os portos e as centrais	391	407
Custos com o CO2	1 757	2 087
	33 999	32 325

Estes custos incluem custos com operação e manutenção de equipamentos, 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 e os custos com o fuelóleo, estão sujeitos a uma meta de eficiência.

Relativamente à inclusão dos custos com a aquisição de licenças de emissão de CO₂ desde 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. Os montantes aceites para o cálculo dos proveitos permitidos (2 087 milhares de euros) têm implícito as quantidades que a EDA prevê adquirir (287 485 ton) e o preço previsto para 2016 de 7,26 €/ton.

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 em vigor, cujos valores se apresentam no Quadro 4-86.

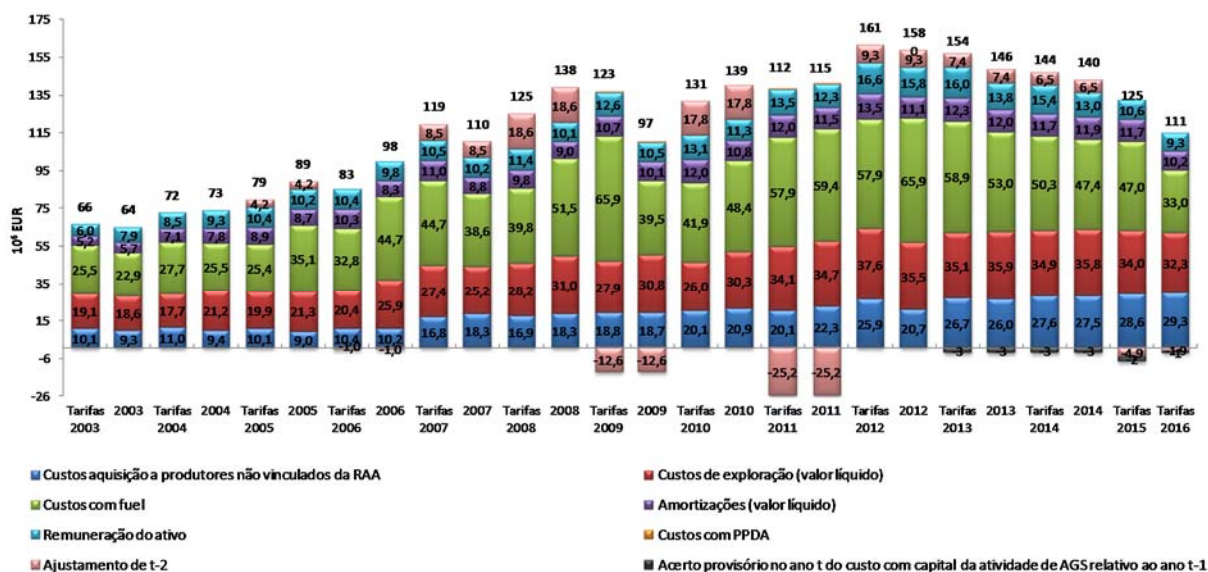
Quadro 4-86 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2015	Tarifas 2016	Varição (%)
		(1)	(2)	[(2) - (1)]/(1)
1	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados da RAA	28 647	29 314	2,3%
2	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	11 739	10 177	-13,3%
3	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	165 487	155 741	-5,9%
4	<i>taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)</i>	6,40	5,99	-
5	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-2 165	-865	-
6	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	11 761	11 446	-2,7%
	<i>Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)</i>	2,14	0,82	-
	<i>Factor de eficiência sobre a base de custos (%)</i>	0,00	3,50	-
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	6 816	7 343	7,7%
8	Custos com o fuel aceites pela ERSE	47 000	32 983	-29,8%
9	Outros combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com o fuelóleo, aceites pela ERSE	13 273	11 042	-16,8%
10	Custos com o transporte do fuelóleo dentro das ilhas e com o CO ₂ aceites pela ERSE	2 148	2 494	16,1%
11	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativos ao ano t-2	4 857	1 891	-
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	124 953	111 376	-10,9%
12	Emissão para a rede (MWh)	761 167	767 686	0,9%
B=(A-10)/12	Proveitos permitidos por unidade emitida para a rede (exclui o ajustamentos de t-1 e de t-2) (€/MWh)	173,39	148,67	-14,3%
13	Desconto previsto por aplicação da tarifa social	-1 629	-666	-59,1%

Da análise do quadro verifica-se um decréscimo dos proveitos permitidos na ordem dos 10,9%. Não considerando os ajustamentos de t-2 e de t-1, a variação traduz-se numa diminuição de proveitos unitários em 14,3%, em grande parte devido à diminuição dos custos com o fuelóleo e com os restantes combustíveis.

A Figura 4-26 permite observar a decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema na EDA.

Figura 4-26 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA



4.5.1.2 AJUSTAMENTOS

AJUSTAMENTOS DE 2014

De acordo com o n.º 6 do artigo 93.º do Regulamento n.º 496/2011, já revogado, o ajustamento em 2016 dos proveitos da atividade de AGS, relativos a 2014, é dado pela diferença entre os valores recuperados pela EDA no montante de 143 616 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 2014, de 139 645 milhares de euros (linha 1), adicionados do ajustamento resultante da convergência tarifária nacional, de -6 milhares de euros (linha 6). Este desvio é atualizado para 2016, aplicando-se as taxas EURIBOR a doze meses média, determinada com base em valores diários de 2014, 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 2015, acrescida de *spread* de 0,5%.

Os proveitos recuperados pela EDA em 2014 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 2014, no montante de 83 413 milhares de euros (linha 2);
- Compensação pela convergência tarifária de 60 767 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 -564 milhares de euros (linha 4).

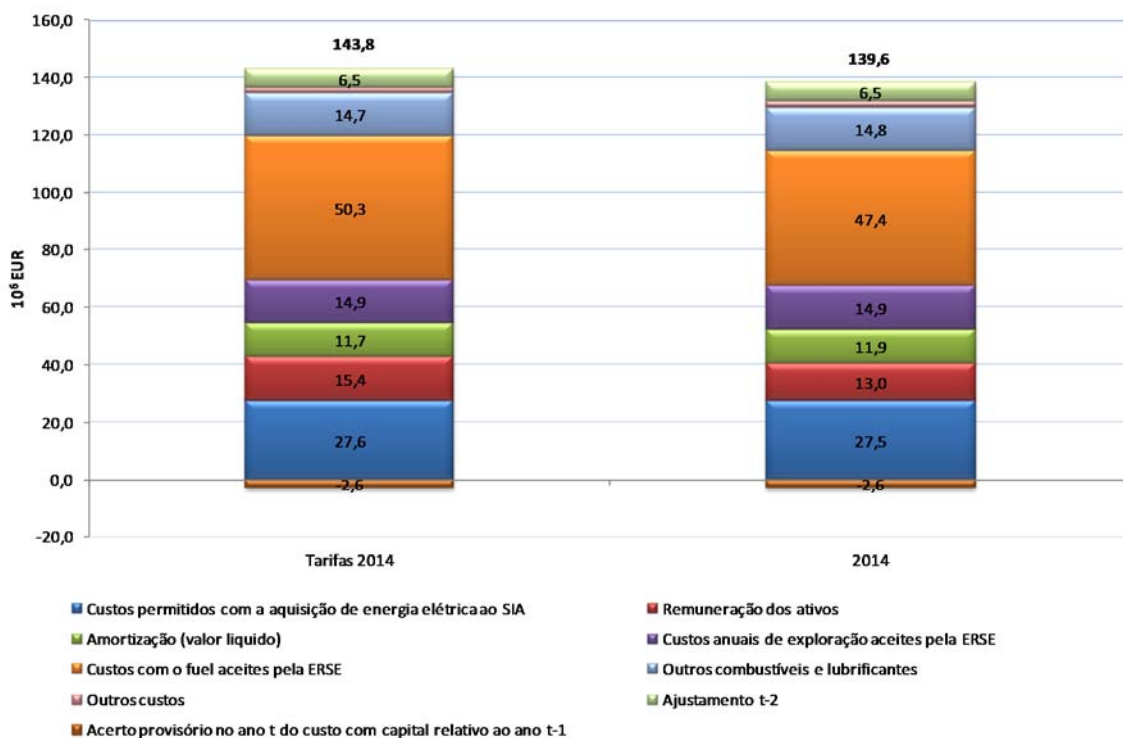
O Quadro 4-87 permite comparar os valores verificados em 2014 com os proveitos permitidos no cálculo das tarifas de 2014 e calcular o ajuste a repercutir nas tarifas de 2016.

Quadro 4-87 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema

		2014	Tarifas 2014	Diferença 2014 - Tarifas 2014	
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
a	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica ao SIA	27 545	27 566	-20	-0,1%
b	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	11 934	11 729	205	1,7%
c	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	167 660	171 022	-3 362	-2,0%
d	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	7,76	9,00	-	-
	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-2 576	-2 576	0	0,0%
e	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	14 933	14 933	0	0,0%
f	Custos com a operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de AGS aceites pela ERSE	3 878	3 565	313	8,8%
g	Custos com o fuel aceites pela ERSE	47 358	50 299	-2 941	-5,8%
h	Outros combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com o fuelóleo, aceites pela ERSE	14 840	14 689	151	1,0%
i	Custos com o transporte do fuelóleo dentro das ilhas e com o CO2 aceites pela ERSE	2 167	1 698	469	27,6%
j	Custos incorridos não previstos	12	0	12	-
k	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0	0	0	-
l	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativos ao ano t-2	-6 543	-6 543	0	0,0%
1 = a+b+c*d/100+e+f+g+h+i+j+k-l	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	139 645	143 839	-2 756	-1,9%
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	83 413			
3	Compensação relativa ao sobrecusto da AGS	60 767			
4	Custo da convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAA	-564			
5 = 2+3+4	Proveitos recuperados na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	143 616			
6	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAA	-6			
7 = 5-1+6	Desvio de t-2	3 965			
8	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-2 + spread	1,975%			
9	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de t-1 + spread	0,684%			
10 = 7*(1+8)*(1+9)	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativos a t-2	4 071			
11	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-2 165			
12 = 10+11*(1+9)	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	1 891			

Na Figura 4-27 é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS. A rubrica com maior peso no total dos proveitos permitidos, tanto em 2014 como em Tarifas de 2014, são os custos com o fuelóleo aceites pela ERSE.

Figura 4-27 - 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 2014, inferiores aos previstos em tarifas, em cerca de 0,1%. Tal é explicado pela diminuição das quantidades adquiridas, de cerca de 0,6%, uma vez que o custo unitário ficou acima dos valores implícitos no cálculo das tarifas de 2014 (Quadro 4-88).

Quadro 4-88 - Custos com aquisição de energia elétrica ao SIA

	Quantidades (MWh)			Custo Unitário (€/MWh)			Custo Total (10 ³ EUR)		
	2014	T2014	Δ%	2014	T2014	Δ%	2014	T2014	Δ%
Hídrica	23 757	28 290	-16,0%	96,00	95,10	0,9%	2 281	2 690	-15,2%
Geotérmica	182 870	178 704	2,3%	95,90	95,10	0,8%	17 537	16 995	3,2%
Eólica	79 164	80 105	-1,2%	95,88	95,10	0,8%	7 590	7 618	-0,4%
Térmica	0	87	-100,0%	95,31	89,02	7,1%	0	8	-100,0%
Biogás	145	253	-42,4%	95,31	89,02	7,1%	14	22	-38,4%
Microgeração									
Éolica	2	7	-78,8%	501,42	401,65	24,8%	1	3	-73,5%
Fotovoltaica	334	575	-41,9%	347,38	390,82	-11,1%	116	225	-48,4%
Outros	21	17	26,4%	312,92	269,60	16,1%	7	4	46,8%
Total	286 294	288 038	-0,6%	96,21	95,70	0,5%	27 545	27 566	-0,1%

b) Custo com os combustíveis

Os custos com a aquisição de combustíveis têm um peso significativo nos custos totais de produção de energia elétrica da EDA. O Quadro 4-89 apresenta a diferença entre os custos previstos e verificados, por tipo de combustível.

Quadro 4-89 - Custos com combustíveis previstos e verificados

	Tarifas 2014	2014 EDA real	2014 ERSE real	2014 EDA real/ Tarifas 2014	2014 ERSE real/ Tarifas 2014	2014 ERSE real/ 2014 EDA real
	(1)	(2)	(3)	(4) = [(2) - (1)] / (1)	(5) = [(3) - (1)] / (1)	(6) = [(3) - (2)] / (2)
	10 ³ EUR			%		
Fuelóleo	50 299	52 105	47 358	3,6%	-5,8%	-9,1%
Gasóleo	13 724	13 866	13 866	1,0%	1,0%	0,0%
Lubrificantes	937	959	959	2,4%	2,4%	0,0%
Amónia	29	15	15	-47,7%	-47,7%	0,0%
Total	64 023	65 972	61 225	3,0%	-4,4%	-7,2%

Observa-se que, em 2014, os custos com os combustíveis foram inferiores aos previstos nas Tarifas 2014 em 4,4% (2 798 milhares de euros).

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

No período regulatório iniciado em 2009 foi aplicada pela primeira vez uma metodologia regulatória para a aquisição do fuelóleo nas RA, baseada na definição de custos de referência e na aplicação de metas de eficiência para a aquisição do fuelóleo.

Neste sentido, a ERSE recorreu a uma entidade externa e independente, que lhe permitiu 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.

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 no estudo, para as instalações de armazenamento de cada ilha.

Atualmente encontra-se em fase de realização um novo estudo com vista à redefinição dos custos eficientes de aquisição do fuelóleo nas Regiões Autónomas, bem como, o alargamento do seu âmbito aos custos com aos restantes combustíveis consumidos. Os resultados deste novo estudo serão aplicados aos ajustamento dos custos incorridos em 2015, a integrar no cálculo dos proveitos permitidos de 2017.

O Quadro 4-90 apresenta o cálculo dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais.

Quadro 4-90 - Determinação dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais

2014	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	456,04	498,33	29	0	14	23	-8
São Miguel	456,04		39 695	1 378 918	19 482	21 238	-1 757
Terceira	456,04		35 401	2 213 919	18 359	19 893	-1 534
Pico	456,04	500,23	8 228	398 597	4 515	5 273	-759
Faial	456,04	499,25	9 068	461 548	4 989	5 678	-689
Total			92 422	4 452 983	47 358	52 105	-4 747

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 4-91.

Quadro 4-91 - Custo com transporte do fuelóleo dentro das ilhas

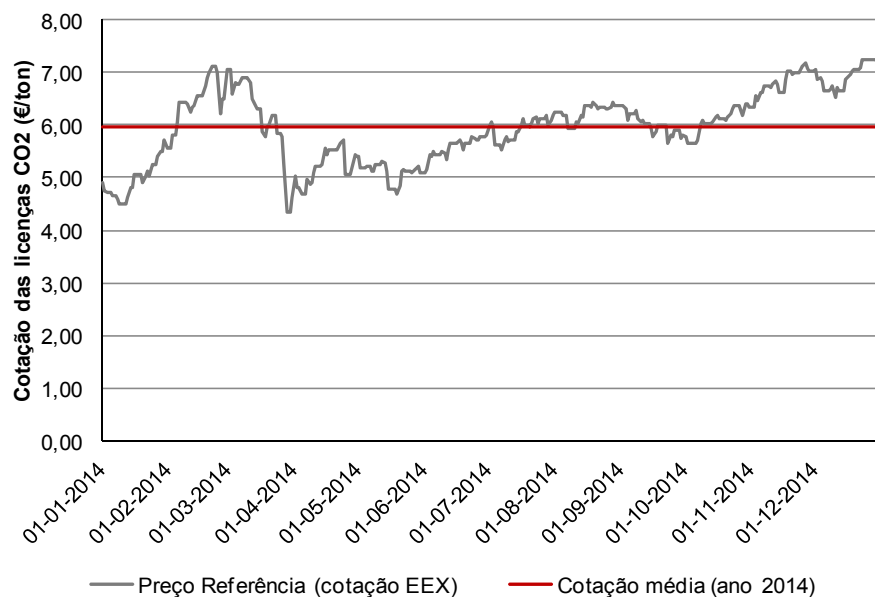
	2014		
	Quantidades ton	custo unitário €/ton	Total m€
Central Termoeléctrica SMG	39 695,2	3,9	154
Central Termoeléctrica TER	35 401,5	3,9	139
Central Termoeléctrica PIC	8 228,0	6,2	51
Central Termoeléctrica FAI	9 068,5	6,2	56
Total			400

d) Licenças de CO₂

Com a publicação da Diretiva n.º 2/2014, a ERSE aprovou o mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO₂, já ajustado às alterações produzidas no funcionamento dos mercados de emissões, bem como das valorizações das mesmas.

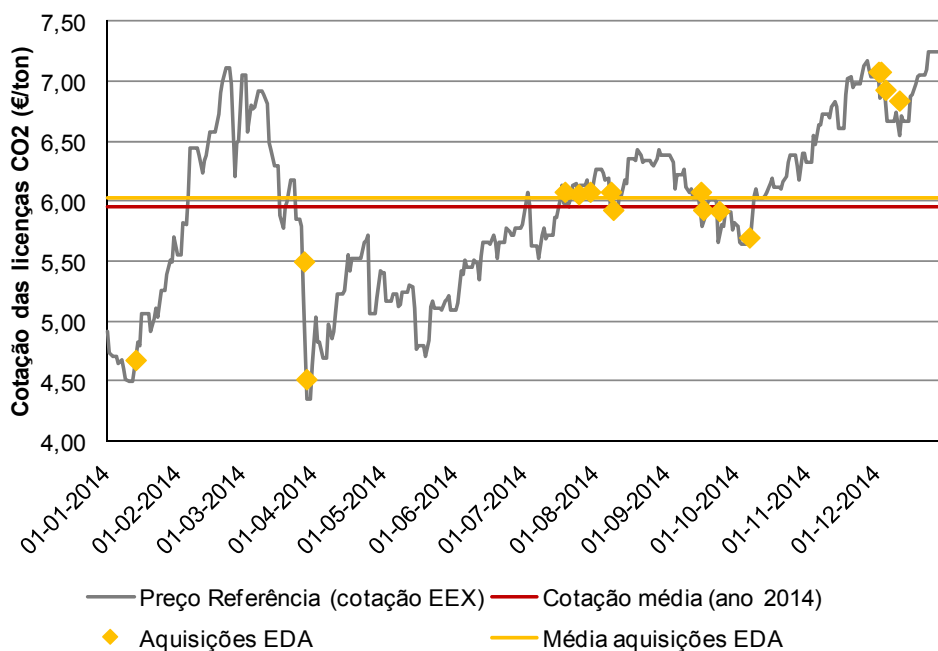
Importa referir que as condições de funcionamento do mercado internacional de licenças de CO₂, em 2014, implicaram um valor médio de 5,95 €/ton CO₂, obtido a partir de cotações em mercado secundário gerido pela European Energy Exchange (EEX).

Figura 4-28 - Cotação das licenças de CO₂ em mercado secundário em 2014 (EEX)



Em 2014, as emissões verificadas para o conjunto das centrais geridas pela EDA - Electricidade dos Açores ascendeu a cerca de 296,7 mil toneladas de CO₂. Por outro lado, no conjunto do ano, a empresa adquiriu licenças correspondentes a 253,6 mil toneladas de CO₂, o que significou um grau de cobertura das emissões de cerca de 85%. O custo global das licenças adquiridas orçou em 1,527 milhões de euros, com um custo médio de aquisição de 6,02 €/ton CO₂.

Figura 4-29 - Custos de transação de CO₂ na RAA



O valor médio de aquisição das licenças de emissão de CO₂ adquiridas pela EDA em 2014 é superior à cotação média em mercado secundário em 0,07 €/ton CO₂. Nesse sentido, o custo global de aquisição é em 17,7 mil euros superior ao custo de referência estimado para o global do ano. O custo variável global de aquisição reportado pela EDA foi de 25,361 mil euros, o que corresponde a cerca de 0,10 €/ton CO₂, muito acima do valor de referência de 0,006 €/ton CO₂. A EDA não reportou custos fixos de transação.

Em termos globais, o custo de aquisição reconhecido nos termos do mecanismo é, para 2014, de 1,509 milhões de euros (296,7 mil toneladas valorizadas a 5,95 €/ton CO₂), a que acrescem cerca de 1 780 euros relativos aos custos variáveis de transação.

O valor global de custos reconhecidos à EDA a respeito da transação de licenças de CO₂, para o ano de 2014 e no âmbito do mecanismo estabelecido com a Diretiva n.º 2/2014 da ERSE, é de 1 767 329,84 euros.

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 n.º 496/2011, já revogado, 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 2014, este ajustamento foi de -6 milhares de euros.

Quadro 4-92 - Cálculo do ajustamento resultante da convergência tarifária nacional

		Unidade: 10 ³ EUR
		2014
1	Proveitos obtidos pela EDA por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aos fornecimentos a clientes finais da RAA	109 795
2	Proveitos obtidos por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das tarifas de Energia, tarifa de UGS e tarifa de URT	83 413
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.	25 196
4	Proveitos obtidos pela aplicação a clientes finais da concessionária da RAA das tarifas de Comercialização	1 757
5	Custos com a Convergência Tarifária a recuperar pelas TVCF da RAA	-564
6=1-2-3-4-5	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAA	-6

f) Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar

O Quadro 4-93 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de AGS.

Quadro 4-93 - Movimentos no ativo líquido a remunerar⁵²

Unidade: 10³ EUR

	2014	Tarifas 2014	Desvio
	(1)	(2)	[(1) - (2)] / (2)
Activo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	360 179	362 032	
Investimento Directo	566	1 076	
Transferência p/ exploração	5 996	6 879	
Reclassificações, alienações e abates	-874	-858	
Saldo Final (2)	365 866	369 129	-0,9%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	174 487	173 369	
Amortizações do Exercício	13 591	13 386	
Regularizações e abates	-793	42	
Saldo Final (4)	187 285	186 798	0,3%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	15 305	15 304	
Comparticipações do ano	0	0	
Amortizações do ano	1 657	1 658	
Saldo Final (6)	13 648	13 647	0,0%
Activo líquido a remunerar			
Valor de 2013 (7) = (1) - (3) - (5)	170 387	173 359	-1,7%
Valor de 2014 (8) = (2) - (4) - (6)	164 934	168 685	-2,2%
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	167 660	171 022	-2,0%

Na AGS, a variação do ativo a remunerar deve-se essencialmente ao facto do saldo final do ativo bruto, registado em 2014 ter sido inferior ao valor previsto em Tarifas de 2014. Este desvio decorre dum nível de investimento entrado em exploração mais baixo do que estava inicialmente previsto. Destacam-se como principais investimentos realizados, a construção de uma Central Hídrica Reversível em São Miguel, a substituição dos turbocompressores dos grupos 5-8 e a substituição dos radiadores do circuito de refrigeração AT/BT dos grupos 1-4, ambos na Central Térmica do Caldeirão, em São Miguel e a reabilitação das instalações e dos equipamentos da Central Térmica do Belo Jardim, na Terceira.

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 10 anos dos cinco principais países da Zona Euro cotados com AAA⁵³, 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 CDS⁵⁴ da República Portuguesa a 5 anos, calculada nos

⁵² As licenças de CO₂ não se encontram contabilizadas para efeitos de remuneração do ativo.

⁵³ Foram considerados os seguintes países: Alemanha, Áustria, Finlândia, Holanda e França.

⁵⁴ *Credit Default Swaps*.

12 meses terminados no mês de setembro do ano a que diz respeito as tarifas. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2014 foi de 9% para remunerar os ativos. Devido à evolução das cotações médias dos CDS da República Portuguesa em 2014 a taxa de remuneração final para o ano de 2014 corresponde a 7,76%.

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2015

CAPEX

Os proveitos permitidos de 2016 da atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema, incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2015, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2015. O valor total a devolver pela empresa, que decorre, em parte, do desvio registado ao nível do valor do ativo líquido, é de 865 milhares de euros. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2016 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 4-94.

Quadro 4-94 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS

		10 ³ EUR		
		Tarifas 2015	2015 em 2015	Tarifas 2016
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	11 739	11 704	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	165 487	162 951	
3	Taxa de remuneração do activo fixo	6,40%	5,99%	
A = 1 + 2 x 3		22 330	21 471	
B = A (2015 em 2015) - A (Tarifas 2015)				-859
	i_{t-10}	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2015 acrescida de 0,5 pontos percentuais		0,68%
C = (1 + i_{t-10}) x B				-865

TARIFA SOCIAL

De acordo com o n.º 5 do artigo 104.º do Regulamento Tarifário em vigor, o ajustamento aos proveitos da concessionária do transporte e distribuição da RAA, por aplicação da tarifa social, é dado pela diferença entre os montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do valor previsto da tarifa social para 2014 e o desconto efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em 2014. Este montante é atualizado para 2016 através da aplicação da aplicação da Euribor a 12 meses verificada até 15 de novembro de 2015, acrescida de um *spread* de 0,5 pontos percentuais. O valor do ajustamento por aplicação da tarifa social é de 1 554 milhares de euros, conforme se pode analisar no quadro seguinte.

Quadro 4-95 - Ajustamento provisório da tarifa social

		10 ³ EUR
		2015
A	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-1	1 629
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em t-1	85
C = A - B	Ajustamento sem juros aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA no ano t-1, por aplicação da tarifa social	1 544
$i_{k,t}$	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2015 acrescida de 0,5 pontos percentuais	0,68%
$D = (1 + i_{k,t}) \times C$	Ajustamento aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA no ano t-1, por aplicação da tarifa social	1 554

4.5.2 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o 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”, de dezembro de 2014.

4.5.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS

No Quadro 4-96 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 em vigor.

Quadro 4-96 - 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 2015	Tarifas 2016	Variação (%)
		(1)	(2)	[(2) - (1)]/(1)
1	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	9 711	10 070	4%
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	199 559	205 788	3%
3	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	6,75	6,34	-6%
4	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1	-3 537	-1 684	-52%
5	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos	12 942	12 841	-1%
6	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE relativos ao ano t-2	1 059	957	-10%
A = 1+2*3/100+4+5-6	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	31 527	33 323	5,7%
7	Energia Distribuída (MWh)	706 810	714 028	1,02%
B = (A+6)/7	Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)	46,10	48,01	4,14%
1'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	4 541	4 754	5%
2'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	119 005	120 801	2%
3'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	6,75	6,34	
4'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	-2 189	-1 034	
5' = 6'+7'*8'+9'*10'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	4 763	4 726	-1%
6'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 381	2 353	
7'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em MT (milhares de €/MWh)	0,0045	0,0045	
8'	Indutor de custos - energia fornecida MT (MWh)	263 054	265 641	
9'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição em MT (milhares de €/cliente)	1,5646	1,5461	
10'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	761	766	
11'	Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	2,14	0,82	
12'	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	0,00	2,00	
13'	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	-11 171	-23 940	114%
C = 1'+2'*3'/100+4'+5'-13'	Proveitos Permitidos em MT	26 319	40 049	52,2%
1"	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	5 170	5 315	3%
2"	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	80 554	84 987	6%
3"	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	6,75	6,34	
4"	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	-1 348	-650	
5" = 6"+7"*8"+9"*10"	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	8 179	8 115	-1%
6"	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	4 090	4 041	
7"	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de €/MWh)	0,0046	0,0046	
8"	Indutor de custos - energia fornecida BT (MWh)	443 756	448 387	
9"	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de €/cliente)	0,0169	0,0167	
10"	Indutor de custos BT (nº médio de clientes)	121 210	121 892	
11"	Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	2,14	0,82	
12"	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	0,00	2,00	
13"	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	12 230	24 897	104%
D = 1"+2"*3"/100+4"+5"-13"	Proveitos Permitidos em BT	5 208	-6 725	-229,1%
E = C+D	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	31 527	33 323	5,7%

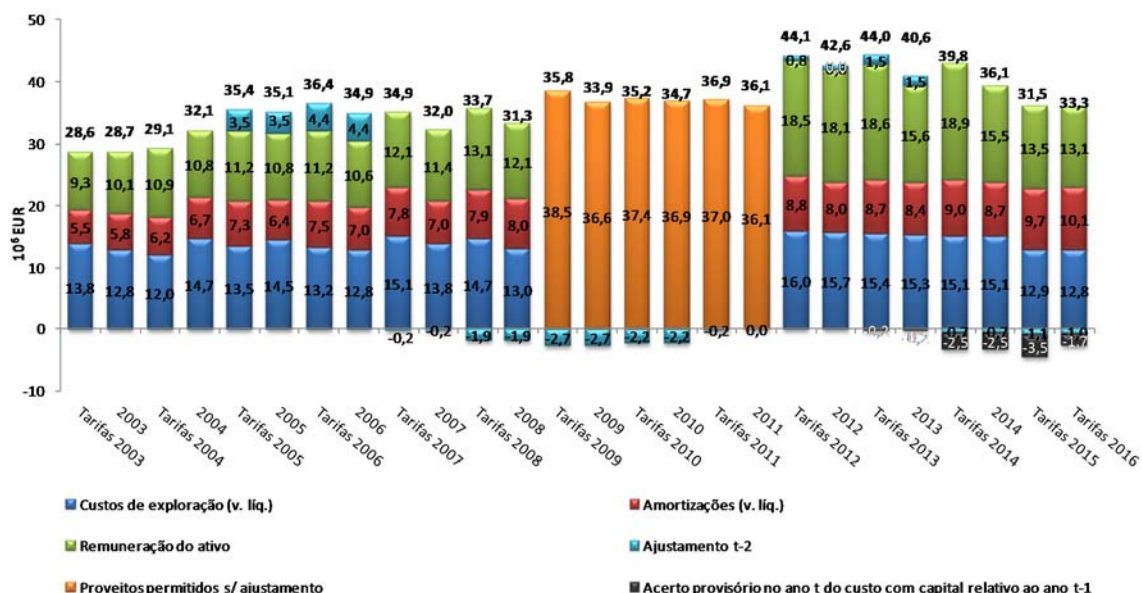
Realça-se o facto dos proveitos permitidos em BT no ano de 2016 apresentarem um sinal negativo, facto que deriva dos elevados ajustamentos de t-2 verificados nesse nível de tensão (24,9 milhões de euros a devolver pela EDA).

A Figura 4-30 evidencia a decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA, entre 2003 e 2016. 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 2016 apresentam um acréscimo de 5,7% relativamente às tarifas de 2015. Excluindo os ajustamentos de t-2 e de t-1, os proveitos permitidos apresentam um acréscimo de 0,1% relativamente ao ano anterior.

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



4.5.2.2 AJUSTAMENTOS

AJUSTAMENTOS DE 2014

De acordo com o n.º 4 do artigo 95.º do Regulamento n.º 496/2011, já revogado, o ajustamento em 2016 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativos a 2014, é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2014 e os que resultam da aplicação da fórmula básica definida no n.º 1.º do artigo 89.º aos valores realmente verificados em 2014.

No Quadro 4-97 apresentam-se os parâmetros utilizados para o cálculo dos proveitos permitidos de 2014, bem como os parâmetros dos proveitos recalculados em 2014, por nível de tensão. O ajustamento de 2014 da atividade de DEE a repercutir nos proveitos permitidos de 2016 é de 957 mil euros⁵⁵ resultante de um ajustamento em MT de -23 940 milhares de euros e em BT de 24 897 mil euros.

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

- -10 892 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2014 por aplicação das tarifas no Continente no total de 25 196 milhares de euros (4 329 milhares de euros em MT (linha 4) e 20 867 milhares de euros em BT (linha 12)) e os proveitos a proporcionar em 2014, definidos em 2015, no total de 36 088 milhares de euros (28 126 milhares de euros em MT (linha 3) e 7 962 milhares de euros em BT (linha 11)).
- 15 293 milhares de euros (2 627 milhares de euros em MT (linha 5) e 12 666 mil euros em BT (linha 13)) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de DEE.
- -3 537 milhares de euros (-2 189 milhares de euros em MT (linha 9) e -1 348 milhares de euros em BT (linha 17)) relativos à anulação do acerto provisório do custo com capital considerado em t-1.

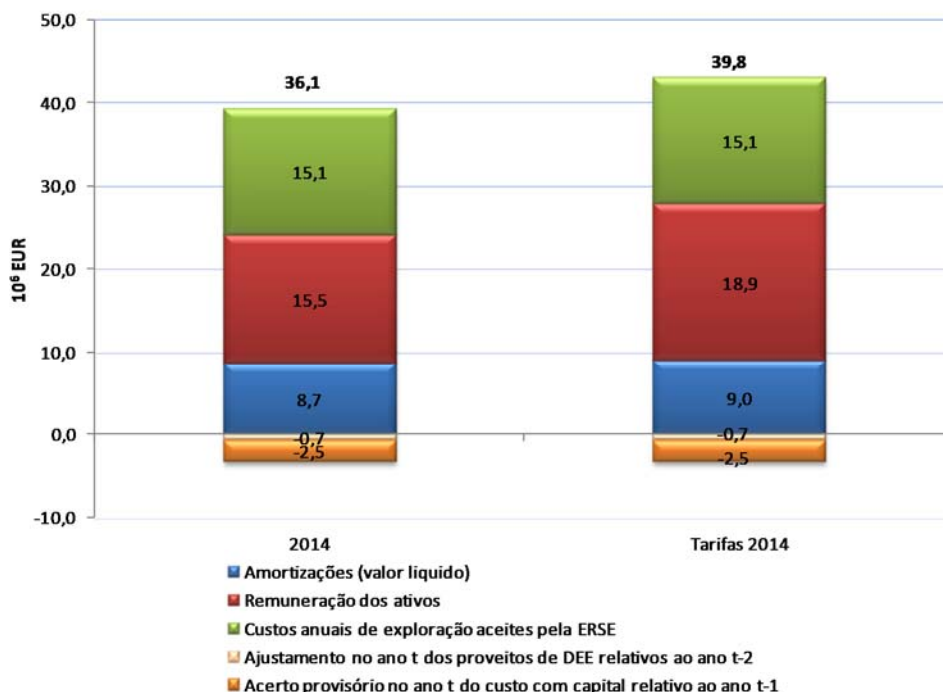
⁵⁵ Um ajustamento positivo significa um montante a pagar pela empresa.

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

		2014	Tarifas 2014	Diferença 2014 - Tarifas 2014	
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
a	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	8 718	8 992	-274	-3,0%
b	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	187 492	199 104	-11 612	-5,8%
c	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	8,26	9,50	-1,2	-13,1%
d	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1	-2 549	-2 549		
e	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos	15 078	15 125	-47	-0,3%
f	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	16	0	16	-
g	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE relativos ao ano t-2	661	661		
1= a+b*c/100 +d+e+f+g	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	36 088	39 822	-3 734	-9,4%
g	Energia Distribuída (MWh)	716 791	716 098		
2=1/g	Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)	51,27	56,53	-5	-9,3%
tx t-2	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-2 + spread	1,975%			
tx t-1	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de t-1 + spread	0,684%			
a'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	4 090	4 288	-198	-4,6%
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	107 908	116 376	-8 468	-7,3%
c'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	8,26	9,50	-1,2	-13,1%
d'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	-1 543	-1 543		
e'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	5 169	5 217	-48	-0,9%
f'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 556	2 556		
g'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em MT (€/energia vendida)	0,00434	0,00434		
h'	Indutor de custos - energia fornecida MT (MWh)	275 068	271 753	3 316	1,2%
i'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição em MT (€/cliente)	1,8617	1,8617		
j'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	762	795	-34	-4,2%
k'	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	6	0	6	-
l'	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	-11 492	-11 492		
3= a'+b'*c'/100 +d'+e'+k'+l'	Proveitos Permitidos em MT	28 126	30 509	-2 383	-7,8%
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	4 329			
5	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em MT	2 627			
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	Proveitos recuperados na atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	6 956			
8= (7-3)*(1+tx_{t-1})*(1+tx_{t-2})	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT, relativos a t-2	-21 736			
9	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1 em MT	-2 189			
10=8+9*(1+tx_{t-1})	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT, relativos a t-2, com acerto provisório de CAPEX	-23 940			
a''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	4 628	4 704	-76	-1,6%
b''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	79 584	82 727	-3 144	-3,8%
c''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	8,26	9,50	-1,2	-13,1%
d''	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	-1 006	-1 006		
e''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	9 909	9 908	1	0,0%
f''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	5 113	5 113		
g''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (€/energia vendida)	0,00512	0,00512		
h''	Indutor de custos - energia fornecida BT (MWh)	441 722	444 345	-2 623	-0,6%
i''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição em BT (€/cliente)	0,02093	0,02093		
j''	Indutor de custos BT (nº médio de clientes)	121 221	120 521	700	0,6%
k''	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	10	0	10	-
l''	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	12 152	12 152		
11= a''+b''*c''/100 +d''+e''+k''+l''	Proveitos Permitidos em BT	7 962	9 312	-1 351	-14,5%
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	20 867			
13	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em BT	12 666			
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	Proveitos recuperados na atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	33 533			
16= (15-11)*(1+tx_{t-1})*(1+tx_{t-2})	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, relativos a t-2, com acerto provisório de CAPEX	26 255			
17	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1, em BT	-1 348			
18=16+17*(1+tx_{t-1})	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, relativos a t-2, com acerto provisório de CAPEX	24 897			
19=10+18	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativos a t-2	957			

Na Figura 4-31 é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade da DEE.

Figura 4-31 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE



A diminuição observada nos proveitos permitidos de 2014, relativamente ao valor previstos em tarifas de 2014, deve-se essencialmente à redução ocorrida ao nível do CAPEX, como resultado da redução da taxa de remuneração em 1,24 p.p. e do valor médio dos ativos a remunerar em 5,8%.

a) Energia elétrica entregue pelas redes de distribuição

Em 2014, a taxa de crescimento da procura de eletricidade na RAA caiu cerca de 0,2% relativamente a 2013.

O Quadro 4-98 apresenta o desvio nas quantidades entregues pelas redes de MT e de BT, relativamente ao previsto nas tarifas de 2014, que se situaram em 1,2% e em -0,6%, respetivamente.

Quadro 4-98 - Energia entregue pelas redes da distribuição

Unid: MWh

	Real 2014	Tarifas 2014	Diferença 2014 - Tarifas 2014	
Redes de MT	275 068	271 753	3 316	1,2%
Redes de BT	441 722	444 345	-2 623	-0,6%

b) Número médio de clientes

O Quadro 4-99 apresenta o número médio de clientes, considerado no cálculo de tarifas para 2014 e o verificado, tanto em MT como em BT.

Quadro 4-99 - Número médio de clientes

	Real 2014	Tarifas 2014	Diferença 2014 - Tarifas 2014	
Clientes MT	762	795	-34	-4,2%
Clientes BT	121 221	120 521	700	0,6%
Total	121 982	121 316	667	0,5%

O desvio no número de clientes em MT e BT, relativamente ao previsto nas tarifas de 2014, situou-se em -4,2% e em 0,6%, respetivamente.

c) Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar

O Quadro 4-100 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de DEE.

Quadro 4-100 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

Unidade: 10³ EUR

	2014 (1)	Tarifas 2014 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)	
Activo Fixo Bruto				
Saldo Inicial (1)	385 530	402 884		
Investimento Directo	1 453	2 109		
Transferências para Exploração	15 325	7 972		
Reclassificações, alienações e abates	654	-9		
Saldo Final (2)	402 962	412 956	-2,4%	
Amortização Acumulada				
Saldo Inicial (3)	151 380	152 646		
Amortizações do Exercício	11 901	12 377		
Regularizações	677			
Saldo Final (4)	163 958	165 023	-0,6%	
Comparticipações				
Saldo inicial líquido (5)	50 095	50 352		
Comparticipações do ano	1 161	2 645		
Amortização do ano	3 183	3 385		
Regularizações				
Saldo Final (6)	48 073	49 612	-3,1%	
Activo líquido a remunerar				
Valor de 2013	(7) = (1) - (3) - (5)	184 054	199 886	-7,9%
Valor de 2014	(8) = (2) - (4) - (6)	190 930	198 321	-3,7%
Activo líquido médio	(9) = [(7) + (8)]/2	187 492	199 103	-5,8%

Ao nível da DEE o desvio ocorrido deve-se sobretudo ao desvio verificado ao nível do ativo bruto face a uma base de partida mais baixa compensada parcialmente por um maior volume de investimento transferido para exploração.

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 10 anos dos cinco principais países da Zona Euro cotados com AAA⁵⁶, 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 CDS⁵⁷ da República Portuguesa a 5 anos, calculada nos 12 meses terminados no mês de setembro do ano a que diz respeito as tarifas. Deste modo, o valor

⁵⁶ Foram considerados os seguintes países: Alemanha, Áustria, Finlândia, Holanda e França.

⁵⁷ *Credit Default Swaps*.

fixado provisoriamente em tarifas 2014 foi de 9,50% para remunerar os ativos. Devido à evolução das cotações médias dos CDS da Republica Portuguesa em 2014 a taxa de remuneração final para o ano de 2014 corresponde a 8,26%.

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2015

Os proveitos permitidos de 2016 da atividade de Distribuição de Energia Elétrica incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2015, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2015. O valor total a devolver ao sistema, que decorre, em parte, da revisão em baixa das taxas de remuneração em cerca de 0,41 p.p. é de 1 684 milhares de euros. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2016 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1⁵⁸ é o que se apresenta no Quadro 4-101.

Quadro 4-101 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE

Ajustamento DEE MT		10 ³ EUR		
		Tarifas 2015	2015 em 2015	Tarifas 2016
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	4 541	4 361	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	119 005	113 285	
3	Taxa de remuneração do ativo fixo	6,75%	6,34%	
A = 1 + 2 x 3		12 574	11 547	
B = A (2015 em 2015) - A (Tarifas 2015)		Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de DEE MT, referente ao ano t-1		-1 027
	i_{t-10}	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2015 acrescida de 0,5 pontos percentuais		0,68%
C = (1 + i_{t-10}) x B		Ajustamento do custo com capital da atividade de DEE MT, referente ao ano t-1		-1 034
Ajustamento DEE BT		10 ³ EUR		
		Tarifas 2015	2015 em 2015	Tarifas 2016
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	5 170	4 805	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	80 554	81 285	
3	Taxa de remuneração do ativo fixo	6,75%	6,34%	
A = 1 + 2 x 3		10 607	9 962	
B = A (2015 em 2015) - A (Tarifas 2015)		Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de DEE BT, referente ao ano t-1		-645
	i_{t-10}	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2015 acrescida de 0,5 pontos percentuais		0,68%
C = (1 + i_{t-10}) x B		Ajustamento do custo com capital da atividade de DEE BT, referente ao ano t-1		-650

4.5.3 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

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

⁵⁸ Um desvio negativo significa um valor a devolver ao sistema.

Adicionalmente, dadas as particularidades da atividade de comercialização, consubstanciadas, entre outros, na dificuldade de gestão do fundo de maneiio das empresas; no desfaseamento 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”, de dezembro de 2014.

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 em vigor.

No Quadro 4-102 são apresentados os valores considerados para o cálculo.

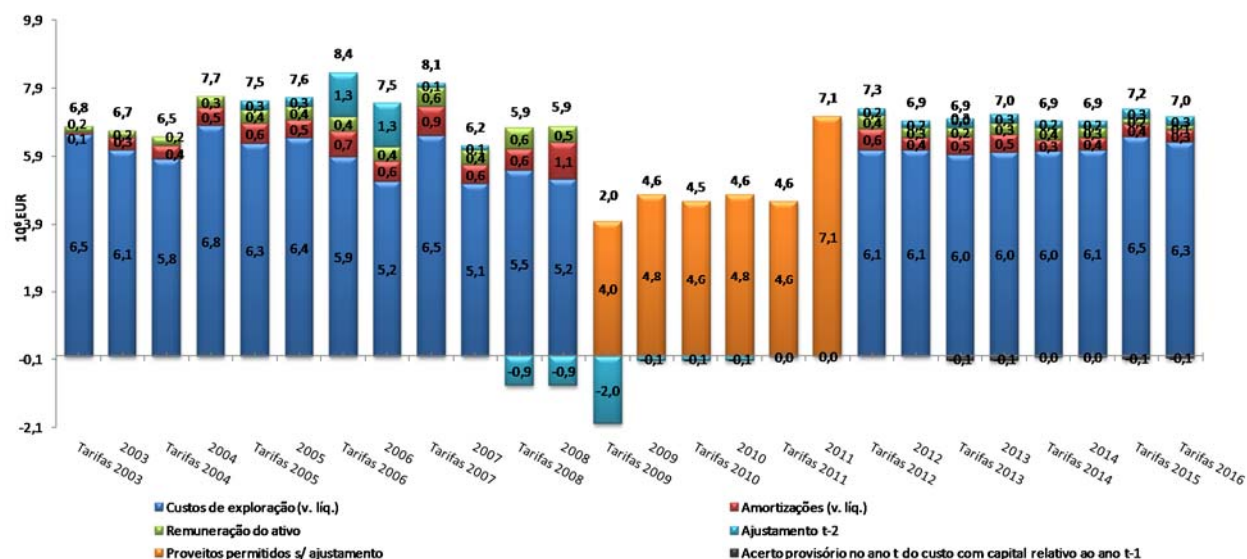
Quadro 4-102 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA

		unidade: 10 ⁶ €		
		Tarifas 2015	Tarifas 2016	Variação (%)
		(1)	(2)	[(2) - (1)]/(1)
1	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	380	347	-9%
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	3 780	3 141	-17%
3	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	6,75	6,34	
4	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização relativo ao ano t-1	-88	-61	
5	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	6 467	6 312	-2%
6	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-278	-258	-7%
A = 1+2*3/100 +4+5-6	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 293	7 055	-3%
7	Energia Fornecida (MWh)	706 810	714 028	1%
B = (A+6)/7	Proveitos permitidos por unidade fornecida (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)	9,92	9,52	-4%
1'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	22	20	-7%
2'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	229	209	-9%
3'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	6,75	6,34	
4'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em MT relativo ao ano t-1	-106	-7	
5' = 6'+7'*8'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	296	289	-2%
6'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT	148	144	
7'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em MT (milhares de €/cliente)	0,1942	0,1890	
8'	Indutor de custos (nº médio de clientes)	761	766	
9'	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-65	-300	360%
C = 1'+2'*3'/100+4'+5'-9'	Proveitos Permitidos em MT	292	615	110%
1"	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	358	326	-9%
2"	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	3 551	2 932	-17%
3"	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	6,75	6,34	
4"	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em BT relativo ao ano t-1	18	-55	
5" = 6"+7"*8"	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	6 172	6 024	-2%
6"	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT	3 086	3 003	
7"	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em BT (milhares de €/cliente)	0,0255	0,0248	
8"	Indutor de custos (nº médio de clientes)	121 210	121 892	
9"	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-212	42	-120%
D = 1"+2"+3"/100 +4"+5"-9"	Proveitos Permitidos em BT	7 000	6 440	-8%
E = C+D	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 293	7 055	-3%

Os proveitos permitidos propostos pela ERSE, para as tarifas de 2016, apresentam um decréscimo na ordem dos 3% relativamente ao valor de tarifas de 2015. Excluindo os ajustamentos de t-2 e de t-1, os proveitos permitidos apresentam um decréscimo de 3,7%.

A Figura 4-32 demonstra a decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA entre 2003 e 2016. Entre 2009 e 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 4-32 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA



4.5.3.2 AJUSTAMENTOS

AJUSTAMENTOS DE 2014

De acordo com o n.º 4 do artigo 96.º do Regulamento n.º 496/2011, já revogado, o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2014 e os que resultam da aplicação da fórmula básica definida no n.1.º do artigo 96.º aos valores realmente verificados em 2014.

O Quadro 4-103 apresenta o ajustamento dos proveitos da atividade de CEE em 2014, apurado por nível de tensão. Em MT, é apurado um ajustamento de -300 milhares de euros e em BT de 42 milhares de euros, perfazendo um ajustamento de -258 milhares de euros⁵⁹ na atividade de CEE. No quadro são comparados os valores verificados em 2014 com os valores estimados em 2013 no cálculo das tarifas de 2014, por nível de tensão.

⁵⁹ Um ajustamento negativo significa um montante a recuperar pela empresa.

Quadro 4-103 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica

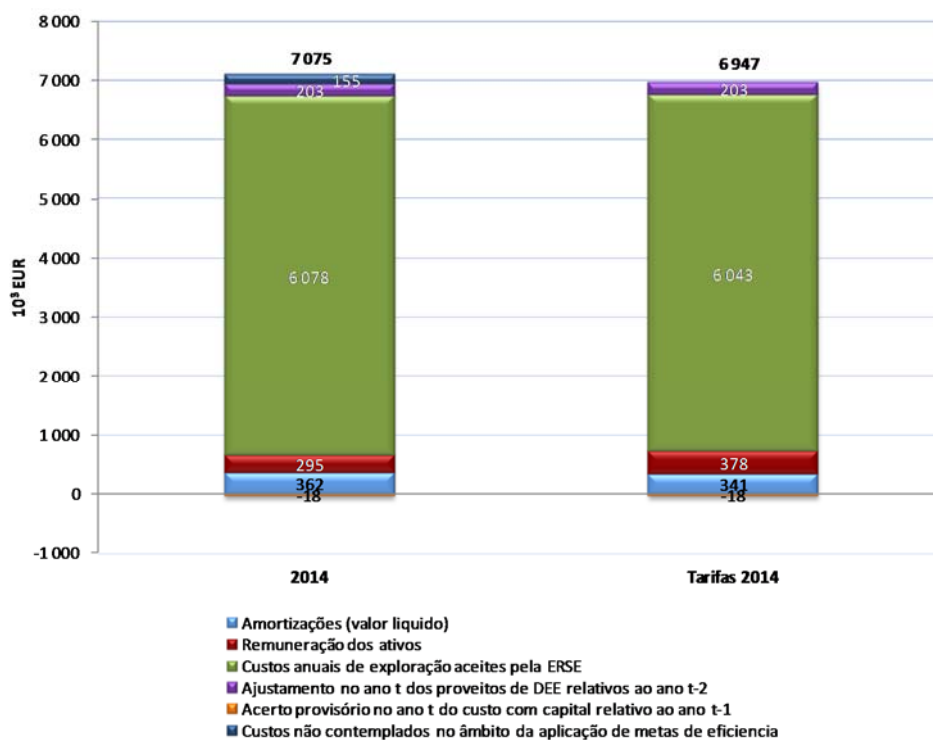
		2014	Tarifas 2014	Diferença 2014 - Tarifas 2014	
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
a	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	362	341	21	6,2%
b	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	3 577	3 983	-406	-10,2%
c	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	8,26	9,50		
d	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização relativo ao ano t-1	-18	-18		
e	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	6 078	6 043	35	0,6%
f	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	155	0	155	-
g	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-203	-203		
1= a+b*c/100+d+e+f+g	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 075	6 947	129	2%
tx t-2	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-2 + spread	1,975%			
tx t-1	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de t-1 + spread	0,684%			
g	Energia Fornecida (MWh)	716 791	716 098		
2=1/g	Proveitos permitidos por unidade fornecida (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)	9,588	9,418		
a'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	14	66	-52	-78,3%
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	247	873	-626	-71,7%
c'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	8,26	9,50		
d'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em MT relativo ao ano t-1	85	85		
e'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	328	341	-13	-3,8%
f'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	157	160		
g'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em MT (milhares de EUR/cliente)	0,225196	0,227425		
h'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	762	795	-34	-4,2%
i'	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	60	0	60	-
j'	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-83	-83		
3= a'+b'*c'/100+d'+e'+f'+g'+h'+i'+j'	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	591	658	-67	-10%
4	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA em MT	102			
5	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em MT	300			
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	403			
8= (7-3)*(1+tx...)*(1+tx...)	Ajustamento em 2015 dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, relativos a 2013	-193			
9	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de CEE relativo ao ano t-1, em MT	-106			
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	-300			
a''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	348	275	73	26,5%
b''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	3 330	3 110	220	7,1%
c''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	8,26	9,50		
d''	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em BT relativo ao ano t-1	-103	-103		
e''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	5 750	5 702	48	0,8%
f''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT	2 899	2 902		
g''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em BT (€/cliente)	0,02352	0,02324		
h''	Indutor de custos (nº médio de clientes)	121 221	120 521	700	0,6%
i''	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	96	0	96	-
j''	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-120	-120		
11= a''+b''*c''/100+d''+e''+f''+g''+h''+i''+j''	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	6 485	6 289	196	3,1%
12	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA em BT	1 655			
13	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em BT	4 853			
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	6 507	6 947		
16= (15-11)*(1+tx...)*(1+tx...)	Ajustamento em 2014 dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, relativos a 2013	23			
17	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de CEE relativo ao ano t-1, em BT	18			
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	42			
19=10+18	Ajustamento em 2015 dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, relativos a 2013	-258			

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

- -5 319 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2014 por aplicação das tarifas no Continente no total de 1 757 milhares de euros (102 mil euros em MT (linha 4) e 1 655 milhares de euros em BT (linha 12)) e os proveitos a proporcionar em 2014, definidos em 2015 no total de 7 075 milhares de euros (591 mil euros em MT (linha 3) e 6 485 milhares de euros em BT (linha 11)).
- 5 153 milhares de euros (300 milhares de euros em MT (linha 5) e 4 853 milhares de euros em BT (linha 13)) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de CEE.
- -88 mil euros (-106 mil euros em MT (linha 9) e 18 mil euros em BT (linha 17) relativos à anulação do acerto provisório do custo com capital considerado em t-1.

Na Figura 4-33 é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade da CEE.

Figura 4-33 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de CEE



a) Número médio de clientes

O Quadro 4-104 apresenta o número médio de clientes da EDA considerado em 2013 para cálculo das tarifas de 2014 e o número ocorrido em 2014.

Quadro 4-104 - Número médio de clientes

	Real 2014	Tarifas 2014	Diferença 2014 - Tarifas 2014	
Cientes MT	762	795	-34	-4,2%
Cientes BT	121 221	120 521	700	0,6%
Total	121 982	121 316	667	0,5%

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 10 anos dos cinco principais países da Zona Euro cotados com AAA⁶⁰, 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 CDS⁶¹ da República Portuguesa a 5 anos, calculada nos 12 meses terminados no mês de setembro do ano a que diz respeito as tarifas. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2014 foi de 9,5% para remunerar os ativos. Devido à evolução das cotações médias dos CDS da República Portuguesa em 2014 a taxa de remuneração final para o ano de 2014 corresponde a 8,26%.

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 2014.

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2015

Os proveitos permitidos de 2016 da atividade de Comercialização de Energia Elétrica incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2015, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2015. O valor total a devolver ao sistema, que decorre, em parte, da revisão em baixa das taxas de remuneração em cerca de 0,41 p.p. é de 61

⁶⁰ Foram considerados os seguintes países: Alemanha, Áustria, Finlândia, Holanda e França.

⁶¹ *Credit Default Swaps*.

milhares de euros. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2016 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1⁶² é o que se apresenta no Quadro 4-105.

Quadro 4-105 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE

Ajustamento CEE MT		10 ³ EUR		
		Tarifas 2015	2015 em 2015	Tarifas 2016
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	22	20	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	229	176	
3	Taxa de remuneração do ativo fixo	6,75%	6,34%	
A = 1 + 2 x 3	Custo com capital afecto à actividade de CEE MT	37	31	
B = A (2015 em 2015) - A (Tarifas 2015)	Ajustamento sem juros do custo com capital da actividade de CEE MT, referente ao ano t-1			-6
i _{t-10}	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2015 acrescida de 0,5 pontos percentuais			0,68%
C = (1 + i _{t-10}) x B	Ajustamento do custo com capital da actividade de CEE MT, referente ao ano t-1			-7

Ajustamento CEE BT		10 ³ EUR		
		Tarifas 2015	2015 em 2015	Tarifas 2016
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	358	317	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	3 551	3 563	
3	Taxa de remuneração do ativo fixo	6,75%	6,34%	
A = 1 + 2 x 3	Custo com capital afecto à actividade de CEE BT	598	543	
B = A (2015 em 2013) - A (Tarifas 2015)	Ajustamento sem juros do custo com capital da actividade de CEE BT, referente ao ano t-1			-54
i _{t-10}	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2015 acrescida de 0,5 pontos percentuais			0,68%
C = (1 + i _{t-10}) x B	Ajustamento do custo com capital da actividade de CEE BT, referente ao ano t-1			-55

4.5.4 PROVEITOS PERMITIDOS À EDA PARA 2016

No Quadro 4-106 encontram-se sintetizados os proveitos permitidos para 2016 para cada uma das atividades reguladas da concessionária do transporte e distribuição na RAA.

Quadro 4-106 - Proveitos permitidos à EDA para 2016

	Unidade: 10 ³ EUR		
	Tarifas 2015	Tarifas 2016	T2016 /T2015
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	124 953	111 376	-10,9%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	31 527	33 323	5,7%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 293	7 055	-3,3%
Proveitos permitidos da EDA	163 772	151 755	-7,3%

Verifica-se um decréscimo dos proveitos permitidos na ordem dos 7,3%. A atividade que contribuiu mais para esta evolução foi a atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.

⁶² Um desvio negativo significa um valor a devolver ao sistema.

Não considerando os ajustamentos definitivos de 2014 e provisórios de 2015, observa-se um decréscimo dos proveitos em 10,4%. Registe-se que neste caso, os proveitos permitidos diminuem em todas as atividades.

Quadro 4-107 - Proveitos permitidos à EDA, para 2016, excluindo ajustamentos de t-2 e de t-1

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2015	Tarifas 2016	T2016 /T2015
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	131 975	114 132	-13,5%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	36 123	35 965	-0,4%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 102	6 858	-3,4%
Proveitos permitidos da EDA	175 200	156 955	-10,4%

4.5.5 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

No Quadro 4-108 apresenta-se o sobrecusto por atividade da concessionária do transporte e distribuição na RAA.

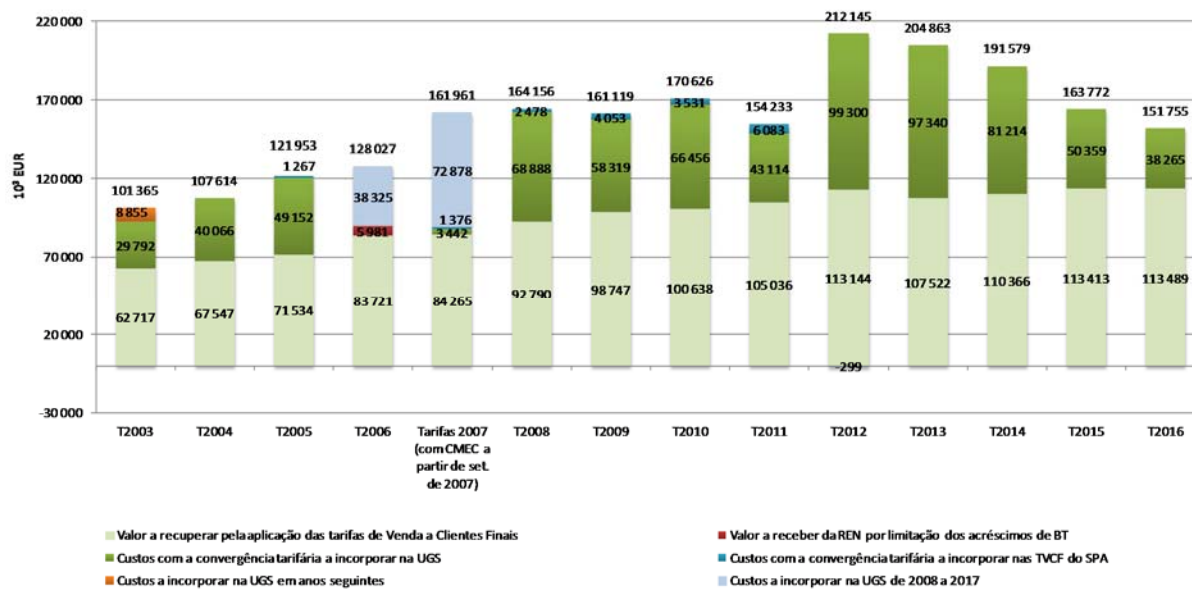
Quadro 4-108 - Custo com a convergência tarifária da RAA

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2015	Tarifas 2016
A=1-2-3	Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema na RAA	37 241	24 711
1	Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	124 953	111 376
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	87 712	86 666
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	7 921	8 981
4	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	31 527	33 323
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	23 605	24 342
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	5 197	4 573
7	Proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 293	7 055
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	2 095	2 482
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	50 359	38 265

A Figura 4-34 apresenta a decomposição dos proveitos permitidos da EDA de 2003 a 2016.

Figura 4-34 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EDA de 2003 a 2016



Observa-se que o valor dos custos com a convergência tarifária incluído nas tarifas de 2016 é o mais baixo desde 2006.

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 12 313 milhares de euros, a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema em 2016 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 2014

O Quadro 4-109 apresenta os proveitos a proporcionar por atividade na Região Autónoma dos Açores para Tarifas 2016.

Quadro 4-109 - Proveitos permitidos em 2014 e ajustamentos em 2016, na RAA

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos a proporcionar em 2014, definidos em 2013 (Tarifas 2014)	Proveitos recuperados em 2014, por aplicação das tarifas do Continente	Convergência Tarifária de 2014	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 2014, definidos em 2016	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	Ajustamento a repercutir em 2016 (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 2016
	(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	143 839	83 413	60 767	-564	0	139 645	-6	4 071	-2 180	1 891
Distribuição de Energia Elétrica	39 822	25 196	15 293	0		36 088		4 519	-3 561	957
Comercialização de Energia Elétrica	6 947	1 757	5 153	0		7 075		-170	-88	-258
Proveitos permitidos à EDA	190 608	110 366	81 214	-564	0	182 808	-6	8 419	-5 830	2 590

Tendo em conta que, os proveitos recuperados (191 009 milhares de euros) durante 2014 pela EDA, são superiores ao previsto (190 608 milhares de euros) em cerca de 0,2%, e que os proveitos permitidos aceites pela ERSE para 2014 (182 808 milhares de euros) são cerca de 4,1% inferiores aos calculados para Tarifas 2014, o desvio de 2014 atinge os 8 419 milhares de euros. A este montante é deduzido o acerto provisório no CAPEX efetuado em Tarifas 2014 (-5 830 milhares de euros).

O ajustamento a pagar pela EDA em 2016 relativamente ao ano de 2014 atualizado para 2016 será de 2 590⁶³ milhares de euros.

4.6 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

A EEM desenvolve atividades reguladas relacionadas com a produção, a distribuição e a comercialização de energia elétrica, adquirindo, ainda, energia elétrica a outros produtores independentes ligados ao Sistema Elétrico Público da RAM.

Na preparação do atual período regulatório 2015-2017, procurou-se melhorar a regulação por incentivos no OPEX⁶⁴, através da revisão das bases de custo, bem como da definição de metas de 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 encontra-se no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, que acompanhou 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

No período de regulação 2015-2017, o custo de capital resultou das *yields* das Obrigações do Tesouro a 10 anos dos quatro 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 o *spread* da média das *yields* entre as obrigações a 10 anos da República Portuguesa e dos quatro principais países da Zona Euro cotados com AAA, calculado desde 1999. Deste modo, os valores fixados provisoriamente em tarifas 2015 para a atividade de Aquisição de Energia

⁶³ Um ajustamento positivo significa valor a pagar pela empresa.

⁶⁴ *Operational expenditures*.

⁶⁵ Foram considerados os seguintes países: Alemanha, Áustria, Finlândia e Holanda.

Elétrica e Gestão Global do Sistema, a atividade de Distribuição de Energia Elétrica e a atividade de Comercialização de Energia Elétrica foram de 6,40%, 6,75% e 6,75%, respetivamente. Para o ano de 2016 as taxas 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 5,99%, 6,34% e de 6,34%, respetivamente.

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 atual 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 acompanhou 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 tarifas 2016 foi considerado o valor de 12 517 mil euros para a rubrica de custos de exploração líquidos de proveitos sujeitos a metas de eficiência. A génese deste cálculo deverá ser consultada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, de dezembro de 2014.

CUSTOS COM FUELÓLEO

Para cálculo dos valores aceites com aquisição de fuelóleo para 2016, a ERSE está a utilizar a metodologia do período regulatório 2012-2014, considerando as alterações adiante descritas, no capítulo 4.6.1.2. Contudo, face às alterações dos circunstancialismos abrangidos pelo estudo anterior, conforme explicado no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, que acompanhou o documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de 2015-2017”, será efetuado no decurso do presente ano 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, como seja o caso do gás natural. As conclusões decorrentes desse estudo serão aplicadas pela primeira vez aos ajustamentos de custos do ano de 2015 a efetuar em 2017, bem como dos anos subsequentes.

Quadro 4-110 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo para tarifas de 2016

	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) €/t	Previsão de consumo 2016 (t)	Custos eficientes unitários de descarga e armazenamento (€/t)	Custos eficientes de descarga e armazenamento €	Custos eficientes 2016 €	Custo previsto pela EEM €	Custos não aceites €
	1	2	3	4= 2*3	5=1*2+4	6	5-6
Madeira	307,563	53 255	16,79	894 151	17 273 425	20 052 921	-2 779 496
Porto Santo	307,563	5 947	6,50	38 656	1 867 733	2 294 562	-426 829
		59 202		932 807	19 141 159	22 347 484	-3 206 325

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 3 265 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 2016 totalizam 16 494 milhares de euros.

Refira-se que os custos aceites com a aquisição de gás natural tiveram por base as previsões da ERSE para o custo unitário deste combustível, 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 4-111 - Custos aceites com outros combustíveis e lubrificantes

	Custo médio unitário	Quantidades	Custo total anual (€)
Gasóleo Eur/kl	624,94	2 428,66	1 517 766
Óleo Eur/kl	1 757,49	526,08	924 579
Biofuel Eur/kl	564,88	14,84	8 382
Amónia Eur/t	-	-	-
Gás Natural Eur/ MWh térmico	35,46	395 990,52	14 043 232
Outros custos com combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com fuelóleo			16 493 959

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 255 594 licenças (apenas as necessárias tendo em atenção as emissões previstas para esse ano) e (ii) tendo sido utilizado para valorização destas licenças o preço previsto para 2016 de 7,26 EUR/t, foi aceite para o cálculo dos proveitos permitidos o montante de 1 857 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 4-112 apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2016, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2015.

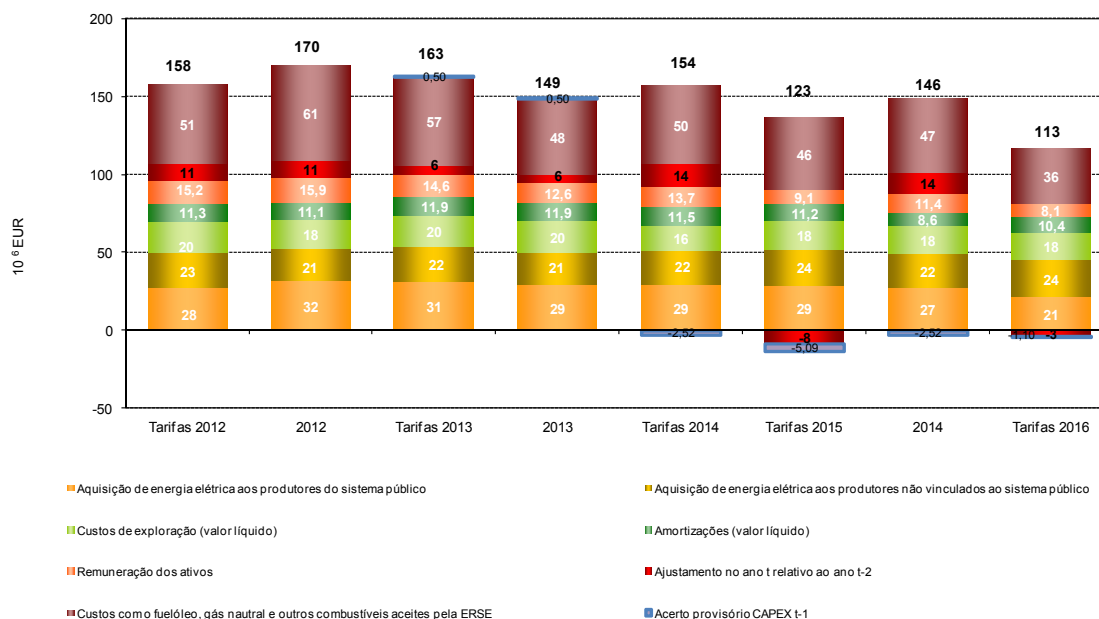
Quadro 4-112 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2015	Tarifas 2016	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	11 187	10 369	-7,3%
b	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e comparticipações	142 737	135 554	-5,0%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (%)	6,40%	5,99%	-0,41 p.p.
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-5 089	-1 104	-78,3%
e	Custos com a aquisição de energia elétrica aos produtores do sistema público da RAM	28 660	21 328	-25,6%
f	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados ao sistema público da RAM	23 538	23 796	1,1%
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	12 666	12 517	-1,2%
h	Custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, aceites pela ERSE	3 500	3 265	-6,7%
i	Custos com o fuelóleo aceites pela ERSE	26 672	19 141	-28,2%
j	Outros custos com combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com fuelóleo, previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE	19 134	16 494	-13,8%
k	Custos previstos para o ano t, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	1 509	1 857	23,0%
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	8 137	3 246	-60,1%
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	122 774	112 541	-8,3%
2	Emissão para a rede (MWh)	863 234	878 222	-0,2%
3 = (1 + m) / 2	Proveitos permitidos por unidade emitida para a rede (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)	151,65	131,84	-13,1%
	Desconto previsto com a aplicação da Tarifa Social	-2 158	-873	

Pela análise do Quadro 4-112, verifica-se que o nível dos proveitos permitidos para 2016 regista um decréscimo, de cerca de 8%, face ao nível dos valores aceites nas tarifas para 2015. Excluindo os ajustamentos relativos a t-2, os proveitos permitidos unitários para 2016 apresentam um decréscimo na ordem dos 13%. Esta diminuição decorre, principalmente, da evolução dos custos com o fuelóleo.

A figura infra apresenta, para os anos de 2012 a 2016, os proveitos permitidos aceites para tarifas e os proveitos reais aceites de 2012 a 2014. A comparação entre o valor do ano de 2014 aceite pela ERSE e o valor das tarifas de 2014 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 anterior, é possível verificar o peso significativo i) dos custos com o fuelóleo, gás natural e outros combustíveis aceites pela ERSE e ii) dos custos com a aquisição de energia elétrica aos produtores do sistema público e produtores não vinculados, no nível de proveitos permitidos de AGS ao longo do período em análise. Regista-se, no entanto, que para 2016 se prevê que estes custos sejam os mais baixos do período em análise.

O valor da energia elétrica adquirida e o valor dos combustíveis aceite pela ERSE representam, em conjunto, cerca de 72% do total dos proveitos permitidos de 2016 (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, tal como já foi referido.

4.6.1.2 AJUSTAMENTOS

AJUSTAMENTOS DE 2014

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 100.º do Regulamento n.º 496/2011, já revogado.

O Quadro 4-113 apresenta as variáveis para o cálculo do ajustamento dos proveitos da atividade de AGS relativos ao ano de 2014, a repercutir em 2016.

São igualmente apresentados nas secções seguintes, os parâmetros usados para o cálculo dos proveitos permitidos da atividade de AGS para 2014.

O desvio de 2014 é decomposto pelas seguintes parcelas:

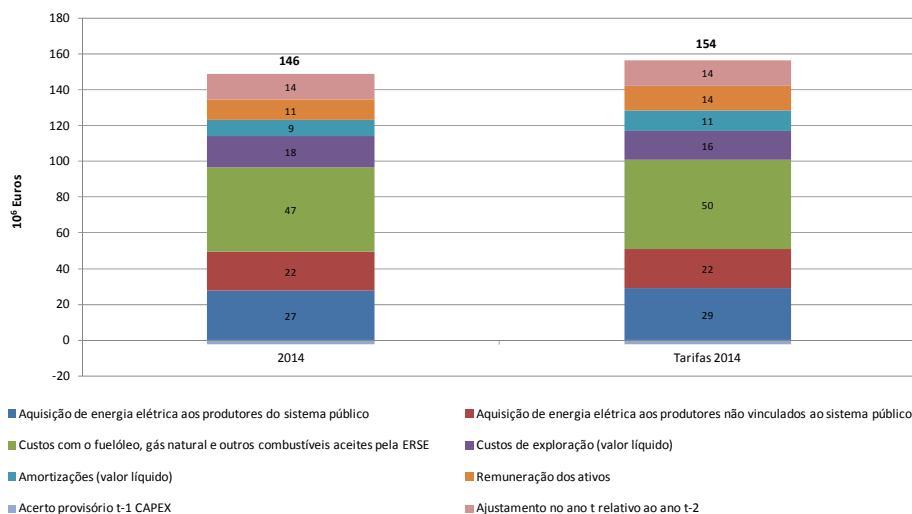
- -53 251 milhares de euros (linha 3), resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2014 por aplicação das tarifas no Continente (93 134 milhares de euros) (linha 2) e os proveitos a proporcionar em 2014, definidos em 2015 (146 384 milhares de euros) (linha1).
- +61 450 milhares de euros (linha 4) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de AGS.
- -48 milhares euros (linha 6) referentes ao ajustamento resultante da convergência tarifária nacional.
- -5 124 milhares de euros (linha 10) relativos à anulação do acerto provisório do custo com capital considerado em t-1, acrescido de juros.

Quadro 4-113 - Cálculo do ajustamento na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema

		2014	Tarifas 2014	Diferença 2014 - Tarifas 2014	
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
a	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos ativos participados	8 585	11 457	-2 873	-25,1%
b	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e participações	147 105	152 611	-5 506	-3,6%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (%)	7,76%	9,00%	-1,24 p.p.	
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-2 520	-2 520	0	
e	Custos com a aquisição de energia elétrica ao SPM	27 419	29 036	-1 617	-5,6%
f	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica ao SIM	21 922	22 111	-189	-0,9%
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	13 233	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	
i	Custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, aceites pela ERSE	2 997	1 810	1 187	65,6%
j	Custos com o fuelóleo aceites pela ERSE	32 263	36 912	-4 648	-12,6%
k	Outros custos com combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com fuelóleo, previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE	14 954	12 762	2 192	17,2%
l	Custos estimados para o ano t, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	1 634	1 217	418	
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	-14 483	-14 483	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	146 384	154 236	-7 851	-5,1%
2	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente	93 134			
3 = 2 - 1	Diferença entre Proveitos recuperados e Proveitos permitidos	-53 251			
4	Compensação relativa ao sobrecusto de AGS	61 450			
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	-48			
7	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 2014 + spread	1,975%			
8	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2015 + spread	0,684%			
9 = [3 + 4 + 5 + 6] * [1+(7)/100] * [1+(8)/100]	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativo a t-2	8 370			
10	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1, acrescido de juros	-5 124			
11 = 9 + 10	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativo a t-2	3 246			

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 2014 como em Tarifas de 2014, são os custos com o fuelóleo, gás natural e outros combustíveis 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 4-114 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 do decréscimo do preço médio face aos valores de tarifas para 2014.

Quadro 4-114 - Custos com a Aquisição de Energia Elétrica aos outros produtores do SPM

	2014	Tarifas 2014	Desvio (2014-Tarifas 2014)	
			Valor	%
Aquisição de Energia Elétrica ao SPM (MWh)	192 394	192 000	394	0,2%
Preço Médio (€/MWh)	142,5	151,2	-9	-5,8%
Custo Total (10³ EUR)	27 419	29 036	-1 617	-5,6%

b) Custos com aquisição de energia elétrica ao SIM

O quadro seguinte 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 2014 com os aceites para tarifas para 2014.

Quadro 4-115 - Custos Permitidos com a Aquisição de Energia Elétrica ao SIM

	2014	Tarifas 2014	Desvio (2014-Tarifas 2014)	
			Valor	%
Aquisição de Energia Elétrica ao SIM (MWh)	159 282	149 822	9 460	6,3%
Preço Médio (€/MWh)	137,6	147,6	-10	-6,7%
Custo Total (10³ EUR)	21 922	22 111	-189	-0,9%

Globalmente, assistiu-se a um ligeiro decréscimo dos custos com a aquisição de energia elétrica ao SIM, explicado pela diminuição, de cerca de 7%, do preço médio da energia proveniente de outras fontes em regime especial. Esta tendência é semelhante à verificada para o preço médio de aquisição aos outros produtores de SPM. Em termos médios, o preço médio de aquisição aos produtores não vinculados é inferior ao preço médio de aquisição aos outros produtores de SPM. No entanto, algumas tecnologias, designadamente a Fotovoltaica e a microgeração, apresentaram preços substancialmente superiores.

No Quadro 4-116 é analisada a aquisição de energia elétrica desagregando-a por tipo de produção em regime especial, comparando os valores verificados em 2014 com os valores das tarifas para 2014.

Quadro 4-116 - Aquisição de Energia Elétrica ao SIM

	2014						Tarifas 2014						Variação 2014/Tarifas 2014		
	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	155 219	4 062	159 282	21 922	137,6	145 514	4 308	149 822	22 111	147,6	6,3%	-0,9%	-6,7%		
Térmica															
Fuel	4 463	0	4 463	486	108,9	4 301	0	4 301	476	110,6	3,8%	2,1%	-1,6%		
Gasóleo	87 585	904	88 489	7 469	84,4	82 616	733	83 349	7 333	88,0	6,2%	1,9%	-4,1%		
Hídrica															
Eólica	63 171	3 159	66 330	13 967	210,6	58 597	3 574	62 172	14 303	230,0	6,7%	-2,3%	-8,5%		
Geotérmica	33 142	0	33 142	2 782	83,9	27 716	0	27 716	2 333	84,2	19,6%	19,2%	-0,3%		
Outros	25 185	2 559	27 743	9 181	330,5	25 500	3 230	28 730	9 526	331,6	-3,3%	-3,6%	-0,3%		
RSU	4 845	560	5 405	2 004	370,8	5 382	344	5 726	2 443	426,6	-5,6%	-18,0%	-13,1%		
Fotovoltaica															
Microprodução															

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 2014, se verificou uma alteração do mix de consumo de combustíveis na Madeira, decorrente da instalação de uma UAG para receção, armazenamento e regaseificação de gás natural, com o objetivo de abastecer os grupos dual-fuel que se encontram na Nave III da CTV, a operar desde meados de 2014.

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 4-117 - Comparação entre os custos com os combustíveis em 2014 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	32 263	36 912	-4 648	-12,6%	68 974	73 112	-4 138	-5,7%	467,76	504,86	-7,3%
Gasóleo	1 787	2 570	-783	-30,5%	2 463	3 539	-1 076	-30,4%	725,43	726,06	-0,1%
Óleo + Amónia + Biofuel	1 032	1 473	-441	-29,9%	964	2 005	-1 041	-51,9%	1 070,88	734,60	45,8%
Gás Natural	12 135	8 720	3 415	39,2%	251 526	187 500	64 026	34,1%	48,25	46,51	3,7%

d) Custos de referência para a aquisição de fuelóleo na RAM

A partir de 2009 foi aplicada uma metodologia regulatória para a aquisição do fuelóleo nas RA, baseada 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.

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 se encontrava em curso, no momento de definição dos custos eficientes.

O Quadro 4-118 apresenta os valores com fuelóleo aceites para a EEM no ajustamento aos custos de 2014, tendo em conta a reavaliação dos parâmetros já aplicada nos anos anteriores.

Quadro 4-118 - Custos com o fuelóleo em 2014

	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) €/t	Consumo 2014 (t)	Custos eficientes unitários de descarga e armazenamento (€/t)	Custos eficientes de descarga e armazenamento €	Custos eficientes 2012 €	Custo real €	Custos não aceites €
	1	2	3	4= 2*3	5=1*2+4	6	5-6
Madeira	451,851	63 062	16,79	1 058 811	29 553 466	30 465 005	-911 539
Porto Santo	451,851	5 912	6,50	38 428	2 709 774	2 926 374	-216 600
		68 974		1 097 239	32 263 240	33 391 379	-1 128 139

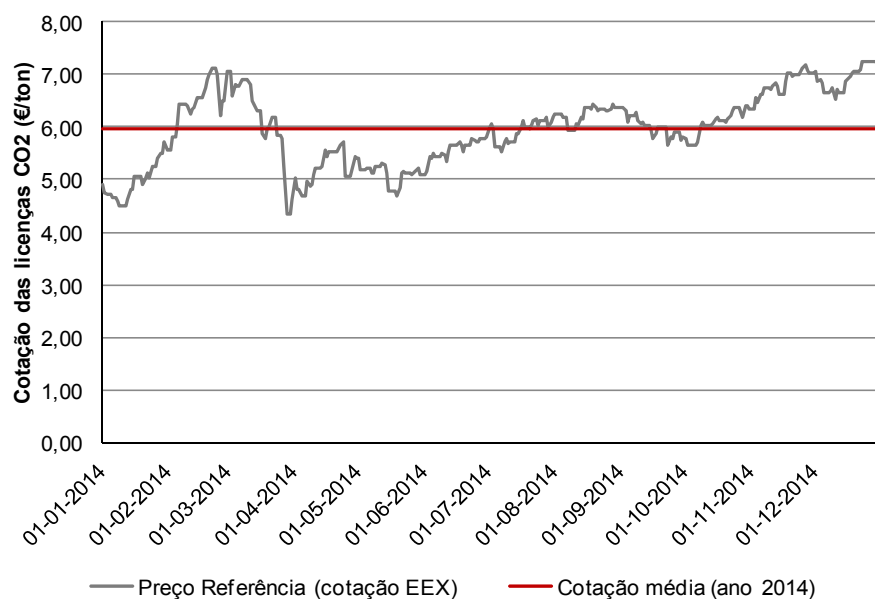
e) Outros custos líquidos de proveitos

- Os custos relativos à frota automóvel aceites para cálculo dos proveitos permitidos ascenderam a 120 mil euros.

- Com a publicação da Diretiva n.º 2/2014, a ERSE aprovou o mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO₂, já ajustado às alterações produzidas no funcionamento dos mercados de emissões, bem como das valorizações das mesmas.

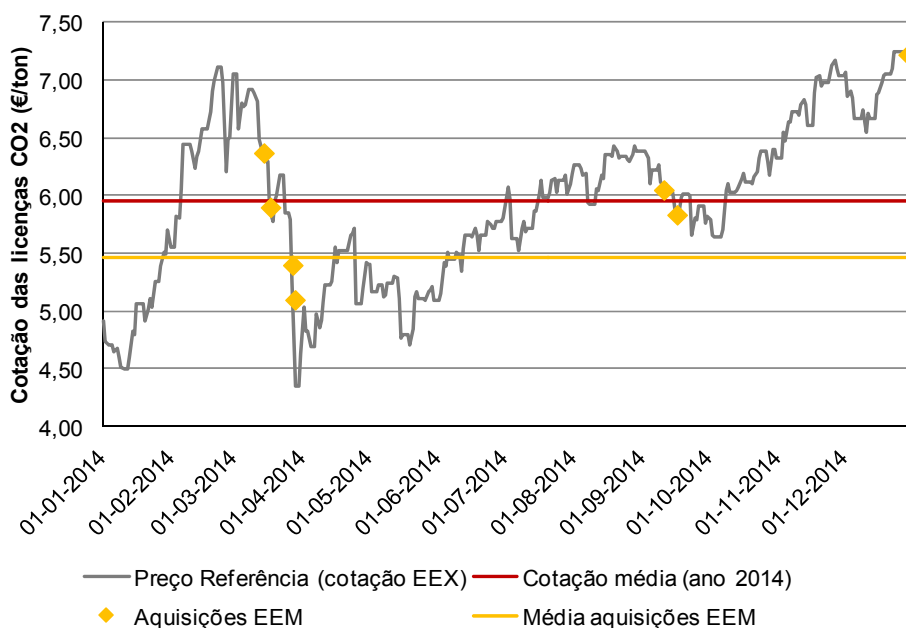
Importa referir que as condições de funcionamento do mercado internacional de licenças de CO₂, em 2014, implicaram um valor médio de 5,95 €/ton CO₂, obtido a partir de cotações em mercado secundário gerido pela European Energy Exchange (EEX).

Figura 4-37 - Cotação das licenças de CO₂ em mercado secundário em 2014 (EEX)



Em 2014, as emissões verificadas para o conjunto das centrais geridas pela EEM - Empresa de Electricidade da Madeira correspondeu a cerca de 263,4 mil toneladas de CO₂. Por outro lado, no conjunto do ano, a empresa adquiriu licenças correspondentes a 229,6 mil toneladas de CO₂, o que significou um grau de cobertura das emissões de cerca de 87%. O custo global das licenças adquiridas orçou em 1,225 milhões de euros, com um custo médio de aquisição de 5,47 €/ton CO₂.

Figura 4-38 - Custos de transação de CO₂ na RAM



O valor médio de aquisição das licenças de emissão de CO₂ adquiridas pela EEM em 2014 foi inferior à cotação média em mercado secundário em 0,55 €/ton CO₂. Nesse sentido, o custo global de aquisição é em 121,7 mil euros inferior ao custo de referência estimado para o global do ano.

Os custos fixos de transação reportados pela EEM para a negociação efetuada em 2014 foi de 27 639 euros, superior ao valor máximo previsto no incentivo (20 mil euros). O custo variável global de aquisição reportado pela EEM foi de 22,958 mil euros, o que corresponde a cerca de 0,10 €/ton CO₂, muito acima do valor de referência de 0,006 €/ton CO₂.

Em termos globais, para a RAM, o custo de aquisição reconhecido nos termos do mecanismo é, para 2014, de 1,366 milhões de euros (229,6 mil toneladas valorizadas a 5,95 €/ton CO₂), a que acrescem cerca de 1 580 euros relativos aos custos variáveis de transação e o limite máximo de 20 mil euros de custos fixos de transação.

O valor global de custos reconhecidos à EEM a respeito da transação de licenças de CO₂, para o ano de 2014 e no âmbito do mecanismo estabelecido com a Diretiva n.º 2/2014 da ERSE, é de 1 588 792,53 euros.

- Foram ainda deduzidos 75 mil euros relativos a compensações recebidas de Produtores em Regime Especial, à luz do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de Fevereiro.

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 4-119 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

	Unidade: 10 ³ EUR		
	2014	Tarifas 2014	Desvio
	(1)	(2)	[(1) - (2)] / (2)
Investimento a custos técnicos	2 636	8 739	-69,8%
Ativo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	435 297	436 585	
Investimento Direto	776	3 968	
Transferências para Exploração	1 817	9 300	
Reclassificações, alienações e abates	-2	0	
Saldo Final (2)	437 888	449 852	-2,7%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	267 237	266 776	
Amortizações do Exercício	13 335	13 359	
Regularizações	-2	0	
Saldo Final (4)	280 571	280 135	0,2%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	17 164	17 465	
Comparticipações do ano	1 589	1 276	
Amortização do ano	4 750	1 902	
Saldo Final (6)	14 003	16 840	-16,8%
Ativo líquido a remunerar			
Valor de 2013 (7) = (1) - (3) - (5)	150 895	152 344	-1,0%
Valor de 2014 (8) = (2) - (4) - (6)	143 315	152 878	-6,3%
Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	147 105	152 611	-3,6%

O desvio verificado entre o investimento previsto em tarifas e o efetivamente realizado em 2014 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 período de regulação 2012-2014, o custo de capital resultou das *yields* das Obrigações do Tesouro a 10 anos dos cinco principais países da Zona Euro cotados com AAA⁶⁶, fixado para o período de regulação, acrescido de um majorante que internaliza o prémio de risco de mercado. Este majorante usa

⁶⁶ Foram considerados os seguintes países: Alemanha, Áustria, Finlândia, Holanda e França.

como base de indexação a cotação média dos CDS⁶⁷ 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 2014 a taxa de remuneração final para o ano de 2014 corresponde a 7,76%, tal como mencionado no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2015 das empresas reguladas do setor elétrico”, publicado pela ERSE.

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2015

CAPEX

Os proveitos permitidos de 2016 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2015, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2015. O valor total a devolver ao sistema, que decorre o efeito conjugado da revisão em baixa das taxas de remuneração com o decréscimo verificado ao nível do valor médio dos ativos fixos. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2016 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 4-120.

Quadro 4-120 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS

Unid: 10³ EUR

AGS		Ajust t-1 para considerar em proveitos		
		Tarifas 2015	2015 em 2015	Tarifas 2016
1	Amortização dos ativos fixos	11 187	10 833	
2	Valor médio dos ativos fixos	142 737	140 031	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	6,40%	5,99%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à AGS	20 322	19 225	
B=A (T2014) - A (2014 em 2014)	Ajustamento sem juros			-1 096
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2015 + spread			0,684%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			-1 104

TARIFA SOCIAL

De acordo com o n.º 5 do artigo 112.º do Regulamento Tarifário em vigor, o ajustamento aos proveitos da concessionária do transporte e distribuição da RAM, por aplicação da tarifa social, é dado pela diferença entre os montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do valor previsto da tarifa social para 2015 e o desconto efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAM em 2015. Este montante é atualizado para 2016 através da aplicação da aplicação da EURIBOR a 12 meses verificada até 15 de novembro de 2015, acrescida de um *spread* de 0,5 pontos

⁶⁷ Credit Default Swaps.

percentuais. O valor do ajustamento por aplicação da tarifa social é de 1 971 milhares de euros, conforme se pode analisar no quadro seguinte.

Quadro 4-121 - Ajustamento provisório da tarifa social

		10 ³ EUR
		2015
A	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-1	2 158
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em t-1	200
C = A - B	Ajustamento sem juros aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA no ano t-1, por aplicação da tarifa social	1 958
i_{t-1}	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2015 acrescida de 0,5 pontos percentuais	0,68%
D = $(1 + i_{t-1}) \times C$	Ajustamento aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA no ano t-1, por aplicação da tarifa social	1 971

4.6.2 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o 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 acompanhou 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 em vigor. O quadro infra apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2016, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2015.

Quadro 4-122 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM

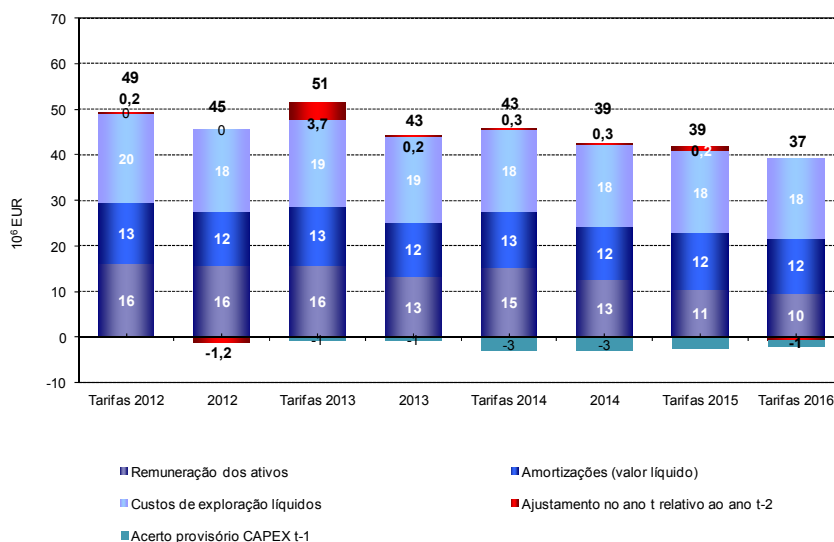
		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2015	Tarifas 2016	Varição (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
1	Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT [(a) + (b) x (c) + (d)]	13 213	13 158	-0,4%
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos participados	7 781	7 736	-0,6%
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações	108 656	104 619	-3,7%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	6,75%	6,34%	-0,41 p.p.
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	-1 902	-1 214	-36,2%
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)]	4 851	4 719	-2,7%
e	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 426	2 348	-3,2%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 426	2 370	-2,3%
f	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT (10 ³ EUR/kWh)	0,006239	0,006041	-3,2%
g	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão MT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	194 391	197 577	1,6%
h	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT (10 ³ EUR/cliente)	4,00648	3,87916	-3,2%
i	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	303	303	0,2%
3	Custos previstos para o ano t-1, em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	0	0	
4	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	297	3 746	1161,3%
5 = 1 + 2 + 3 - 4	Proveitos Permitidos em MT	17 767	14 130	-20,5%
6	Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT [(j) + (k) x (l) + (m)]	6 993	7 051	0,8%
j	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados	4 620	4 505	-2,5%
k	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações	47 008	46 372	-1,4%
l	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	6,75%	6,34%	-0,41 p.p.
m	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	-800	-396	-50,5%
7	Custos de exploração afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em BT, aceites pela ERSE [(n) + (o) * (p) + (q) * (r)]	13 158	12 795	-2,8%
n	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 579	6 370	-3,2%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 579	6 425	-2,3%
o	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (10 ³ EUR/kWh)	0,005526	0,005350	-3,2%
p	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão BT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	595 267	605 817	1,8%
q	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (10 ³ EUR/cliente)	0,024139	0,023372	-3,2%
r	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	136 267	136 238	0,0%
8	Custos previstos para o ano t-1, em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	0	0	
9	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	-1 201	-3 096	157,7%
10 = 6 + 7 + 8 - 9	Proveitos Permitidos em BT	21 351	22 942	7,4%
11 = 5 + 10	Proveitos Permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	39 118	37 072	-5,2%
12	Energia Distribuída (MWh)	789 658	803 393	1,7%
13 = (11 + 4 + 9) / 12	Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)	48,4	47,0	-3,0%

A análise do quadro evidencia um decréscimo do nível dos proveitos permitidos de 2016 face aos valores aceites das tarifas para 2015, de cerca de 5%. Excluindo o ajustamento relativo a t-2, o nível dos proveitos permitidos unitários para igual período apresenta uma quebra de cerca de 3%.

O detalhe dos valores do OPEX poderá ser consultado no documento de “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, que acompanhou o que acompanhou o documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de 2015-2017”.

Na Figura 4-39 é evidenciada a desagregação dos proveitos permitidos de 2012 a 2016, aceites pela ERSE, para cálculo de tarifas e de ajustamentos. A comparação entre o valor do ano de 2014 aceite pela ERSE e o valor das tarifas de 2014 é efetuada em detalhe no capítulo seguinte.

Figura 4-39 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM



4.6.2.2 AJUSTAMENTOS

AJUSTAMENTO DE 2014

O ajustamento da atividade de Distribuição de Energia Elétrica é calculado de acordo com o n.º 4 do artigo 102.º do Regulamento n.º 496/2011, já revogado.

No Quadro 4-123 apresentam-se os parâmetros utilizados para o cálculo dos proveitos permitidos de 2014, bem como os parâmetros dos proveitos recalculados em 2014, por nível de tensão. O ajustamento

de 2014 da atividade de DEE a repercutir nos proveitos permitidos de 2016 é de 651 mil euros⁶⁸ resultante de um ajustamento em MT de +3 746 milhares de euros e em BT de -3 096 mil euros.

O desvio de 2014 é decomposto pelas seguintes parcelas:

- -9 506 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2014 por aplicação das tarifas no Continente no total de 29 881 milhares de euros (2 653 milhares de euros em MT (linha 6) e 27 228 milhares de euros em BT (linha 19)) e os proveitos a proporcionar em 2014, definidos em 2015, no total de 39 387 milhares de euros (18 617 milhares de euros em MT (linha 5) e 20 770 milhares de euros em BT (linha 18)).
- +12 790 milhares de euros (21 478 milhares de euros em MT (linha 7) e -8 688 milhares de euros em BT (linha 20)) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de DEE.
- -2 721 mil euros (-1 915 mil euros em MT (linha 12) e -806 mil euros em BT (linha 25)) relativos à anulação do acerto provisório do custo com capital considerado em t-1, acrescido de juros.

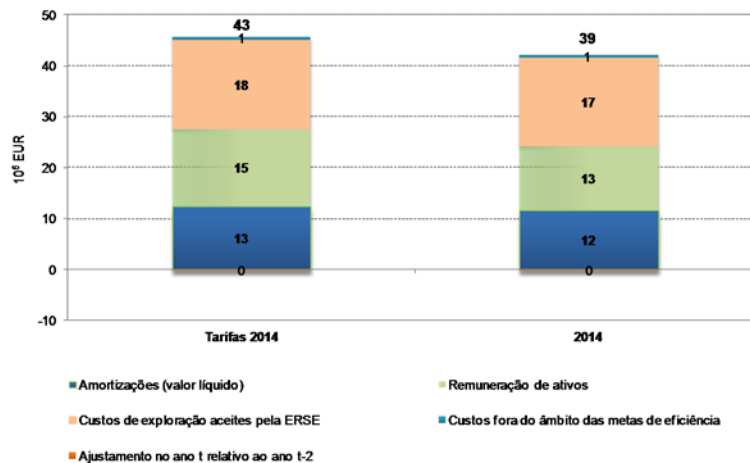
⁶⁸ Um ajustamento positivo significa um montante a devolver pela empresa.

Quadro 4-123 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica

		2014	Tarifas 2014	Diferença 2014 - Tarifas 2014	
		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)]	13 593	18 278	-4 685	-25,6%
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos participados	7 140	7 698	-558	-7,2%
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações	105 863	111 366	-5 503	-4,9%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	8,26%	9,50%	-1,24 p.p.	
	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	-2 291	-2 291		
2	Custos de exploração afectos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em MT, aceites pela ERSE [(d) + (e) * (f) + (g) * (h)]	4 824	4 930	-107	-2,2%
d	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 251	2 251	0	0,0%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 573	2 557	16	0,6%
e	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, em Euros por kWh	0,006233	0,006233	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	193 205	193 824	-618	-0,3%
g	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, em Euros por cliente	4,511271	4,511271	0	0,0%
h	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	303	299	4	1,5%
3	Custos previstos para o ano t-1, em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	155	160	-5	-3,1%
4	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	-46	-46	0	0,0%
5 = 1 + 2 + 3 - 4	Proveitos Permitidos em MT	18 617	21 123	-2 506	-11,9%
6	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em MT	2 653			
7	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em MT	21 478			
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 2014 + spread	1,975%			
10	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2015 + spread	0,684%			
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	5 661			
12	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	-1 915			
13 = 11 - 12	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em MT	3 746			
14	Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT [(l) + (j) x (k)]	7 486	9 314	-1 828	-19,6%
i	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados	4 532	4 803	-270	-5,6%
j	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações	45 728	47 490	-1 762	-3,7%
k	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	8,26%	9,50%	-1,24 p.p.	
	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	-823	-823		
15	Custos de exploração afectos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em BT, aceites pela ERSE [(l) + (m) * (n) + (o) * (p)]	12 551	12 582	-31	-0,2%
l	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 487	6 487	0	0,0%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 064	6 095	-31	-0,5%
m	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, em Euros por kWh	0,004815	0,004815	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	592 413	596 747	-4 334	-0,7%
o	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, em Euros por cliente	0,023572	0,023572	0	0,0%
p	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	136 238	136 683	-445	-0,3%
16	Custos previstos para o ano t-1, em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	478	477	1	0,2%
17	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	-255	-255	0	0,0%
18 = 14 + 15 + 16 - 17	Proveitos Permitidos em BT	20 770	21 805	-1 035	-4,7%
19	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em BT	27 228			
20	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em BT	-8 688			
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 2014 + spread	1,975%			
23	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2015 + spread	0,684%			
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	-2 290			
25	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	-806			
26 = 24 - 25	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em BT	-3 096			
27 = 13 + 26	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2	651			

Na figura infra é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE.

Figura 4-40- Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE



a) Energia entregue pela rede de distribuição

O Quadro 4-124 apresenta os valores de energia prevista entregar em MT e em BT, considerada no cálculo de tarifas para 2014 e os valores de energia ocorrida, tanto em MT como em BT.

Quadro 4-124 - Energia entregue pelas redes de distribuição

Unidade: Kwh

	2014	Tarifas 2014	Desvio (2014-Tarifas 2014)	
			Valor	%
Fornecimentos MT	193 205 446	193 823 511	-618 065	-0,3%
Fornecimentos BT	592 413 326	596 747 067	-4 333 741	-0,7%
Total	785 618 772	790 570 579	-4 951 807	-0,6%

b) Outros custos

Os custos relativos à frota automóvel aceites para cálculo dos proveitos permitidos ascenderam a 633 mil euros.

c) Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar

O Quadro 4-125 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 4-125 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

Unidade: 10³ EUR

	2014 (1)	Tarifas 2014 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
Investimento a custos técnicos	5 681	25 416	-77,6%
Activo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	359 871	363 723	
Investimento Directo	3 585	11 151	
Transferências para Exploração	658	1 469	
Reclassificações, alienações e abates	-9	0	
Saldo Final (2)	364 106	376 343	-3,3%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	196 120	196 378	
Amortizações do Exercício	12 393	13 230	
Regularizações	-8	0	
Saldo Final (4)	208 505	209 608	-0,5%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	8 444	8 444	
Comparticipações do ano	0	210	
Amortização do ano	720	729	
Saldo Final (6)	7 724	7 926	-2,5%
Activo líquido a remunerar			
Valor de 2013 (7) = (1) - (3) - (5)	155 306	158 900	-2,3%
Valor de 2014 (8) = (2) - (4) - (6)	147 876	158 809	-6,9%
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	151 591	158 856	-4,6%

Conforme se verifica pelo quadro anterior, o investimento realizado em 2014 na atividade de distribuição foi inferior ao previsto em tarifas em cerca de 78%. Esta situação decorreu, segundo a EEM, das restrições financeiras da empresa 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 período de regulação 2012-2014, o custo de capital resultou das *yields* das Obrigações do Tesouro de a 10 anos dos cinco principais países da Zona Euro cotados com AAA⁶⁹, 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 CDS⁷⁰ da República Portuguesa a 5 anos, calculada nos 12 meses terminados no mês de setembro do ano a que diz respeito as tarifas. Deste modo, o valor

⁶⁹ Foram considerados os seguintes países: Alemanha, Áustria, Finlândia, Holanda e França.

⁷⁰ *Credit Default Swaps*.

fixado provisoriamente em tarifas 2014 foi de 9,50% para remunerar os ativos. Devido à evolução das cotações médias dos CDS da Republica Portuguesa em 2014 a taxa de remuneração final para o ano de 2014 corresponde a 8,26%, tal como mencionado no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2015 das empresas reguladas do setor elétrico”, publicado pela ERSE.

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2015

Os proveitos permitidos de 2016 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2015, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2015. O valor total a devolver ao sistema, que decorre, do efeito conjugado da revisão em baixa das taxas de remuneração, com o decréscimo do valor médio dos ativos fixos. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2015 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1, é o que se apresenta no Quadro 4-126.

Quadro 4-126 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE

Unid: 10³ EUR

DEE		Ajust t-1 para considerar em proveitos		
		Tarifas 2015	2015 em 2015	Tarifas 2016
MT				
1	Amortização dos ativos fixos	7 781	7 386	
2	Valor médio dos ativos fixos	108 656	102 827	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	6,75%	6,34%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à DEE	15 115	13 909	
B=A (T2014) - A (2014 em 2014)		Ajustamento sem juros		-1 206
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2015 + spread			0,684%
D=B*(1+C)		Ajustamento com juros		-1 214
BT				
1	Amortização dos ativos fixos	4 620	4 501	
2	Valor médio dos ativos fixos	47 008	45 692	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	6,75%	6,34%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à DEE	7 793	7 399	
B=A (T2014) - A (2014 em 2014)		Ajustamento sem juros		-393
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2015 + spread			0,684%
D=B*(1+C)		Ajustamento com juros		-396

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 maneiio das empresas; no desfaseamento existente entre o PMR e o PMP e na gestão dos clientes de cobrança duvidosa, o Regulamento Tarifário passou 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 acompanhou 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 RAM na atividade de Comercialização de Energia Elétrica é dado pela expressão contida no n.º 1 do Artigo 114º do Regulamento Tarifário em vigor.

O quadro infra apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2016, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2015.

Quadro 4-127 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM

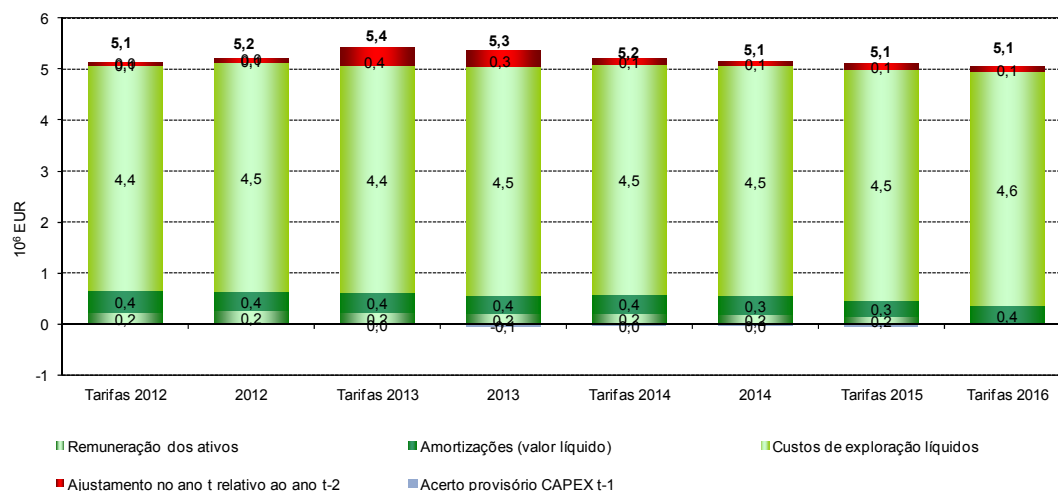
Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2015	Tarifas 2016	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)]	42	56	-23,3%
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	32	36	-10,9%
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações	223	239	-4,8%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	6,75%	6,34%	-0,41 p.p.
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em MT relativo ao ano t-1	-5	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)]	452	441	-2,8%
e	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	226	220	6,8%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	226	221	-10,9%
f	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT (10 ³ EUR/cliente)	0,747	0,72689	-12,0%
g	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	303	303	1,3%
3	Custos previstos em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	0	70	-100,0%
4	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em MT relativos ao ano t-2	-15	0	-3,8%
5 = 1 + 2 + 3 - 4	Proveitos permitidos em MT	508	567	11,6%
6	Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT [(h) + (i) x (j) + (k)]	375	507	-23,3%
h	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	287	325	-10,9%
i	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações	2 003	2 153	-4,8%
j	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	6,75%	6,34%	-0,41 p.p.
k	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em BT relativo ao ano t-1	-48	46	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)]	4 079	3 969	7,4%
l	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	2 039	1 985	7,1%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	2 039	1 984	7,8%
m	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT (10 ³ EUR/cliente)	0,0150	0,0146	8,1%
n	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	136 267	136 238	-0,3%
8	Custos previstos em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	0	8	-100,0%
9	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em BT relativos ao ano t-2	-92	-21	0,2%
10 = 6 + 7 + 8 - 9	Proveitos permitidos em BT	4 545	4 506	-0,9%
11 = 5 + 10	Proveitos Permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 054	5 073	0,4%
12 = (11 + 4 + 9) / (g + n)	Proveitos permitidos por cliente (exclui o ajustamento de t-2) (€/cliente)	36,2	37,0	2,1%

Pela análise do quadro verifica-se que o nível dos proveitos permitidos para 2016 se encontra em linha com os valores aceites nas tarifas para 2015.

A figura infra evidencia a desagregação dos proveitos permitidos de 2012 a 2016, aceites pela ERSE, para cálculo de tarifas e de ajustamentos. Verifica-se uma certa estabilidade ao longo do período analisado.

Figura 4-41 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM



4.6.3.2 AJUSTAMENTOS

AJUSTAMENTOS DE 2014

O ajustamento da atividade de Comercialização de Energia Elétrica é calculado de acordo com o n.º 4 do artigo 103.º do Regulamento n.º 496/2011, já revogado.

O quadro infra apresenta o ajustamento dos proveitos da atividade de CEE em 2014, apurado por nível de tensão. Em MT, é apurado um ajustamento de -0,4 mil euros e em BT de -21 mil euros, perfazendo um ajustamento de -22 mil euros⁷¹ na atividade de CEE. No quadro são comparados os valores verificados em 2014 com os valores previsionais em 2012 no cálculo das tarifas de 2014, por nível de tensão.

O desvio de 2014 é decomposto pelas seguintes parcelas:

- -3 152 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2014 por aplicação das tarifas no Continente no total de 1 970 milhares de euros (67 mil euros em MT (linha 7) e 1 903 milhares de euros em BT (linha 21) e os proveitos a proporcionar em 2014, definidos em 2015 no total de 5 122 milhares de euros (560 mil euros em MT (linha 6) e 4 562 milhares de euros em BT (linha 20)).

⁷¹ Um ajustamento negativo significa um montante a recuperar pela empresa.

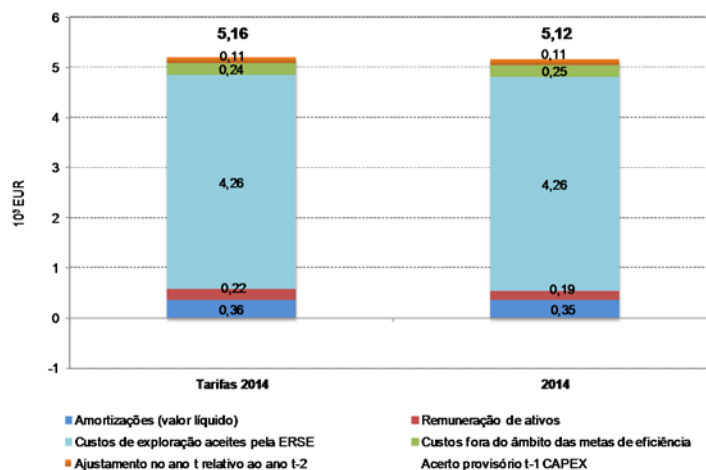
- +3 183 milhares de euros (497 mil euros em MT (linha 8) e 2 686 milhares de euros em BT (linha 22)) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de CEE.
- -54 mil euros, (-5 mil euros em MT (linha 13) e -48 mil euros em BT (linha 27)) relativos à anulação do acerto provisório do custo com capital considerado em t-1, acrescido de juros.

Quadro 4-128 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização de Energia Elétrica

		2014	Tarifas 2014	Diferença 2014 - Tarifas 2014	
		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)]	51	54	-4	-6,9%
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos participados	35	36	-1	-2,3%
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações	234	234	0	-0,1%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	8,26%	9,50%	-1,24 p.p.	
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em MT relativo ao ano t-1	-4	-4		
2	Custos de exploração afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em MT, aceites pela ERSE [(d) + (e) x (f)]	469	465	4	0,8%
d	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em MT	212	212	0	0,0%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em MT	257	254	4	1,5%
e	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em MT, em Euros por cliente	0,84849	0,84849	0	0,0%
f	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	303	299	4	1,5%
3	Custos previstos em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	25	24	1	4,0%
5	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em MT relativos ao ano t-2	-15	-15	0	0,0%
6 = 1+2+3+4-5	Proveitos Permitidos em MT	560	559	1	0,2%
7	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em MT	67			
8	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em MT	497			
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 2014 + spread	1,975%			
11	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2015 + spread	0,684%			
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	5			
13	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em MT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	-5			
14 = 12 - 13	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE em MT, relativo ao ano de t-2	-0,4			
15	Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT [(g) + (h) x (i)]	455	489	-34	-6,9%
g	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados	315	322	-7	-2,3%
h	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações	2 103	2 105	-3	-0,1%
i	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	8,26%	9,50%	-1,24 p.p.	
	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em BT relativo ao ano t-1	-34	-34		
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) x (l)]	3 791	3 798	-6	-0,2%
j	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BT	1 905	1 905	0	0,0%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BT, em Euros por cliente	1 886	1 892	-6	-0,3%
k	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BT, em Euros por cliente	0,013846	0,013846	0	0,0%
l	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	136 238	136 683	-445	-0,3%
17	Custos previstos em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	225	220	5	2,1%
19	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em BT relativos ao ano t-2	-92	-92	0	0,0%
20	Proveitos Permitidos em BT	4 562	4 598	-35	-0,8%
21	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em BT	1 903			
22	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em BT	2 686			
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 2014 + spread	1,975%			
25	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2015 + spread	0,684%			
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	27			
27	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em BT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	-48			
28 = 26 - 27	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE em BT, relativo ao ano de t-2	-21			
29 = 14 + 28	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE, relativo ao ano de t-2	-22			

Na Figura 4-42 é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade de CEE.

Figura 4-42 - 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 2014 e o verificado, tanto em MT como em BT.

Quadro 4-129 - Número médio de clientes

	2014	Tarifas 2014	Desvio (2014-Tarifas 2014)	
			Valor	%
Cientes MT	303	299	4	1,5%
Cientes BT	136 238	136 683	-445	-0,3%
TOTAL	136 541	136 982	-441	-0,3%

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 10 anos dos cinco principais países da Zona Euro cotados com AAA⁷², 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 CDS⁷³ da República Portuguesa a 5 anos, calculada nos

⁷² Foram considerados os seguintes países: Alemanha, Áustria, Finlândia, Holanda e França.

⁷³ *Credit Default Swaps*.

12 meses terminados no mês de setembro do ano a que diz respeito as tarifas. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2014 foi de 9,50% para remunerar os ativos desta atividade. Devido à evolução das cotações médias dos CDS da Republica Portuguesa em 2014 a taxa de remuneração final para o ano de 2014 corresponde a 8,26%, tal como mencionado no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2015 das empresas reguladas do setor elétrico”, publicado pela ERSE.

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 2014 foram registados cerca de 215 080 contactos, com um custo unitário de €1,16 por contacto, perfazendo um custo total de 249 mil euros, sendo alocado 10% destes custos ao nível de tensão MT e 90% destes a BT.

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2015

Os proveitos permitidos de 2016 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2015, 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 à empresa decorre, em parte, do aumento do valor médios dos ativos fixos. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2015 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 4-130.

Quadro 4-130 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE

Unid: 10³ EUR

CEE		Ajust t-1 para considerar em proveitos		
		Tarifas 2015	2015 em 2015	Tarifas 2016
MT				
1	Amortização dos ativos fixos	32	37	
2	Valor médio dos ativos fixos	223	238	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	6,75%	6,34%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à CEE	47	52	
B=A (T2014) - A (2014 em 2014)		Ajustamento sem juros		5
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2015 + spread			0,684%
D=B*(1+C)		Ajustamento com juros		5
BT				
1	Amortização dos ativos fixos	287	332	
2	Valor médio dos ativos fixos	2 003	2 138	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	6,75%	6,34%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à CEE	423	468	
B=A (T2014) - A (2014 em 2014)		Ajustamento sem juros		45
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2015 + spread			0,684%
D=B*(1+C)		Ajustamento com juros		46

4.6.4 PROVEITOS PERMITIDOS À EEM PARA 2016

O nível de proveitos definidos para cada atividade regulada da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM para 2016 é apresentado no Quadro 4-131. É igualmente apresentado o nível de proveitos resultante do processo de cálculo das tarifas para 2015.

Quadro 4-131 - Proveitos permitidos da EEM

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2015	Tarifas 2016	Variação (%)
	(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	122 774	112 541	-8,3%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	39 118	37 072	-5,2%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 054	5 073	0,4%
Proveitos permitidos da EEM	166 946	154 686	-7,3%

Os proveitos permitidos da EEM para 2016 apresentam um decréscimo na ordem dos 7% face aos valores de 2015. A par do decréscimo registado na atividade de AGS, atividade com maior peso no total dos proveitos permitidos da empresa, o decréscimo da atividade de DEE face a 2015 também justifica a evolução global dos proveitos permitidos da EEM.

Excluindo o efeito do ajustamento de t-2 (cerca de 4 milhões a devolver à tarifa), os proveitos permitidos da EEM apresentam um decréscimo de 9% (quadro infra). Excluindo o efeito do ajustamento, a atividade de AGS é a que apresenta o decréscimo mais acentuado, na ordem dos 12%, entre os valores de Tarifas 2015 e 2016, sendo que se observa um ligeiro aumento na atividade de comercialização.

Quadro 4-132 - Proveitos permitidos da EEM, excluindo o ajustamento de t-2

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2015	Tarifas 2016	Variação (%)
	(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	130 911	115 787	-11,6%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	38 214	37 722	-1,3%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	4 947	5 051	2,1%
Proveitos permitidos da EEM (exclui ajustamento de t-2)	174 072	158 561	-8,9%

O Quadro 4-133 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 2014, com os proveitos recuperados em 2014 por aplicação das tarifas em vigor no Continente em 2014 e com os proveitos de 2014 baseados em valores reais. Adicionalmente, apresentam-se as restantes rubricas necessárias ao cálculo do ajustamento a repercutir em 2016.

O ajustamento a recuperar pela EEM em 2016 relativamente aos anos de 2014 e 2015, atualizado para 2016, será de cerca de 4⁷⁴ milhões de euros.

⁷⁴ Um ajustamento positivo significa um montante a devolver pela empresa.

Quadro 4-133 – Ajustamento da EEM em 2014

Unidade: 10: EUR

	Proveitos a proporcionar em 2014, definidos em 2013 (Tarifas 2014)	Proveitos recuperados em 2014 por aplicação das tarifas do Continente	Proveitos a proporcionar em 2014, definidos em 2015	Convergência Tarifária de 2014	Valor a recuperar pelas tarifas da RAM	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	Desvio	Ajustamento a repercutir em 2016	Anulação do desvio de custo com capital de t-1	Ajustamento a repercutir em 2015, corrigido do desvio do custo com capital
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7) = (2) - (3) + (4) + (5) + (6)	(8) = (7) * (1+i+spread)^(1+i+spread)	(9)	(10) = (8) + (9)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS)	154 236	93 134	146 384	61 450	0	-48	8 152	8 370	-5 124	3 246
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	42 928	29 881	39 387	12 790	0		3 283	3 371	-2 721	651
Comercialização de Energia Elétrica (CEE)	5 157	1 970	5 122	3 183	0		31	32	-54	-22
Proveitos permitidos à EEM	202 321	124 985	190 894	77 423	0	-48	11 466	11 773	-7 898	3 875

4.6.5 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

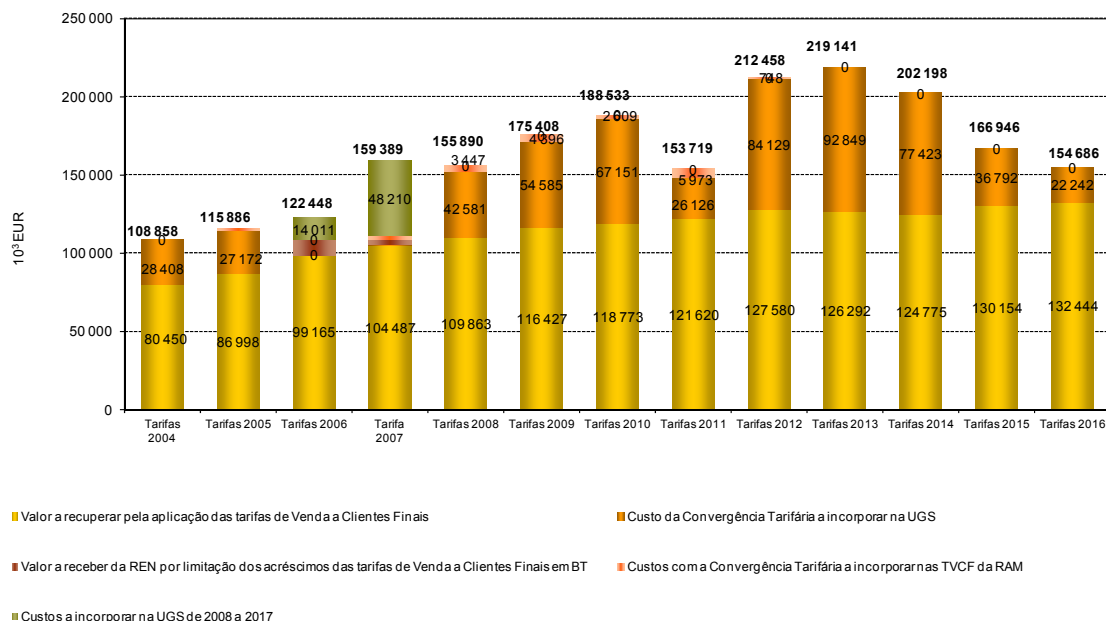
No Quadro 4-134 é apresentado o sobrecusto por atividade da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM para 2015 e 2016. É também apresentado o valor do custo com a convergência tarifária, para igual período.

Quadro 4-134 - Custo com a convergência tarifária na RAM

		Unidade: 10 ³ EUR	
		Tarifas 2015	Tarifas 2016
$\tilde{S}M_t^{AGS}$	Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	23 629	13 328
$\tilde{R}_t^{M,AGS}$	Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	122 774	112 541
$\tilde{R}_{AGS,t}^M$	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	99 145	99 213
$\tilde{S}RAM_t^{AGS}$	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	10 344	6 680
$\tilde{R}_{j,t}^{M,D}$	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	39 118	37 072
$\tilde{R}_{D,j,t}^M$	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	28 774	30 392
$\tilde{S}RAM_{j,t}^D$	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	2 819	2 234
$\tilde{R}_{j,t}^{M,C}$	Proveitos permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 054	5 073
$\tilde{R}_{C,j,t}^M$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes às entregas da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	2 235	2 839
$\tilde{S}RAM_{j,t}^C$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à atividade de CEE da RAM	0	0
$\tilde{R}AM_{Pol,t}$	Custo da Convergência Tarifária a incorporar na UGS	36 792	22 242

A Figura 4-43 apresenta o nível de proveitos permitidos da EEM desagregado da seguinte forma:

Figura 4-43 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EEM



Observa-se que o valor dos custos com a convergência tarifária incluído nas tarifas de 2016 é o mais baixo desde 2007.

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 2007⁷⁵ 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 2016 é de 6 860 milhares de euros sendo este montante transferido pela REN para os bancos cessionários em regime de duodécimos, durante o ano de 2016.

⁷⁵ 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

Num contexto de crescente complexidade das atividades reguladas no setor energético e da consequente necessidade do regulador obter informação mais detalhada para o correto exercício regulatório, a ERSE tem procurado obter um leque de informação detalhada sobre as atividades reguladas do setor energético.

Para este fim, e entre outras, a ERSE aprofundou a monitorização das operações intragrupo realizadas entre empresas reguladas e empresas não reguladas inseridas no mesmo Grupo empresarial, que se consubstanciou na análise aos Dossiers Fiscais de Preços de Transferência (DFPT).

Assim, desde 2013 que as operações intragrupo realizadas pelas empresas reguladas do setor elétrico têm sido objeto de monitorização contínua por parte da ERSE, com particular relevância nos anos de definição de parâmetros. Este carácter de continuidade levou a que, na recente revisão regulamentar do setor elétrico, teria sido introduzido no RT o pedido de documentação de preços de transferência a cada um dos operadores, tendo em vista formalizar e tornar obrigatória a entrega dos DFPT numa base anual, bem como informar *à priori* as empresas da necessidade de envio desta informação.

O DFPT consiste num processo de documentação onde se mantém organizada a informação respeitante à política de preços de transferência adotada nas operações intragrupo, sendo, 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)⁷⁶.

Tendo por base a legislação nacional aplicável, 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 analisar potenciais situações de subsidiação cruzada e de duplicação de custos na esfera das empresas envolvidas, com maior impacte em anos de revisão regulamentar. A disponibilização desta informação tem ainda como objetivo:

- Dotar a ERSE de uma base documental sólida que suporte as decisões tomadas;

⁷⁶ 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.

- 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 rúbricas a aceitar e, caso aplicável, aos respetivos montantes).

5.1.3 IMPACTE DA ANÁLISE AOS PREÇOS DE TRANSFERÊNCIA EM TARIFAS 2016

Conforme apresentado nos documentos “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2015 das empresas reguladas do setor elétrico” e “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, as análises efetuadas à documentação de preços de transferência⁷⁷ conduziram a ajustamentos a incorporar na base de custos definida para o novo período regulatório. São caso disso a EDA e a EEM, para as atividades de AGS, DEE e CEE. Deste modo, e sendo a metodologia regulatória aplicada a estas atividades baseada em incentivos, o efeito destes ajustamentos está implícito nos proveitos permitidos destas empresas para os anos de 2015 a 2017.

Adicionalmente, revelou-se necessário aprofundar as análises realizadas no caso das empresas pertencentes aos grupos EDP e REN, tendo em conta o grau de complexidade das suas estruturas organizativas. Neste sentido, encontram-se em curso auditorias que visam analisar com maior detalhe as operações intragrupo que ocorrem de forma recorrente na esfera de atuação destes dois grupos económicos.

Complementarmente, encontra-se em curso a análise à documentação de preços de transferência referente ao ano de 2014 das empresas que não estão a ser objeto de auditoria.

5.2 CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA O COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

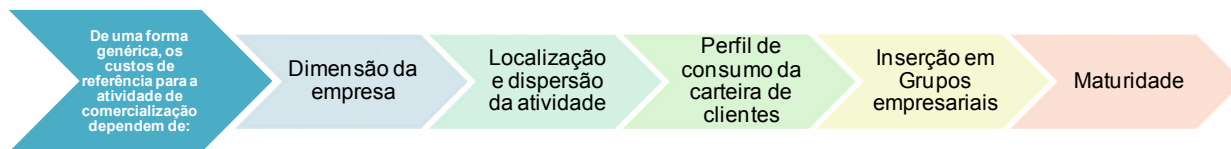
5.2.1 ENQUADRAMENTO

Nos termos do artigo 50.º do Decreto-Lei 215-B/2012, de 8 de outubro, a ERSE deverá definir anualmente custos de referência para a atividade de comercialização, no âmbito de uma gestão criteriosa e eficiente, conforme o número 9 do mesmo artigo.

Visando dar cumprimento ao quadro legal, a ERSE definiu valores de referência para os custos da atividade de comercialização, que permitam internalizar um conjunto de fatores intrínsecos às empresas, que as posicionam com diferentes perfis, e que por conseguinte justificam diferentes níveis de custos de exploração afetos à prossecução da sua atividade. A figura infra ilustra alguns destes potenciais aspetos.

⁷⁷ Com referência ao ano fiscal de 2013, último ano disponível à data.

Figura 5-1 - Aspectos que condicionam os custos de referência para a atividade de CEE



Fonte: ERSE

No início do corrente período regulatório 2015-2017, foi produzido um estudo pioneiro, que consta do documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, que permitiu definir valores de referência para os custos da atividade de comercialização.

Na medida em que este estudo foi coincidente com um novo período regulatório na eletricidade, e a sua realização visou, para além do cumprimento do quadro legal, apoiar de forma sustentada a definição do OPEX dos comercializadores de energia elétrica regulados, o presente capítulo tem por objetivo atualizar o referido estudo, tendo por base a metodologia definida o ano passado⁷⁸, cumprindo, paralelamente, com o disposto no artigo 50.º do Decreto-Lei 215-B/2012, de 8 de outubro.

Deste modo, serão de seguida apresentados os seguintes exercícios:

- Atualização da amostra das empresas comercializadoras de energia;
- Atualização das matrizes de custos médios que servem de referência aos comercializadores de energia elétrica e de gás natural (*utilities*) e comercializadores de energia elétrica.

5.2.2 ATUALIZAÇÃO DA AMOSTRA

Tendo por base o questionário elaborado o ano passado pela ERSE, como forma de ultrapassar a escassa informação existente relativamente à atividade de comercialização de energia, solicitou-se a sua atualização a um conjunto de 24 empresas, reguladas e de mercado, a operar nos setores de eletricidade e gás natural (*vide* figura infra). Esta atualização consubstanciou-se na disponibilização de dados para o ano de 2014⁷⁹.

Do conjunto de 24 empresas inquiridas, apenas foi desconsiderada uma empresa para efeitos de análise (EDP Gás.Com), por a sua atividade se classificar como grossista de gás natural.

⁷⁸ A metodologia e a respetiva fundamentação económica e outros fatores explicativos poderão ser consultados no capítulo 7 do documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, publicado no pacote de documentação subjacente a Tarifas 2015.

⁷⁹ Refira-se que os dados de 2014 para os comercializadores de último recurso de gás natural não correspondem, ainda, a valores fechados auditados, na medida em que as contas reguladas de 2014 apenas serão remetidas à ERSE a 31 de outubro.

Importa realçar que, ao contrário do verificado no ano anterior, as empresas respeitaram, na generalidade, os prazos de entrega definidos pela ERSE, o que permitiu ao regulador maior disponibilidade para a análise da informação.

Na medida em que os padrões de qualidade da informação disponibilizada foram relativamente díspares entre agentes, o que conduziu a dificuldades na interpretação de dados, bem como na obtenção do detalhe pretendido, iniciou-se um processo de interação com as empresas, por forma a permitir a concretização (realizada com êxito) dos seguintes exercícios, para o período de 2009 a 2014:

- i) Cruzamento da informação reportada nos questionários pelos comercializadores regulados com a informação contabilística reportada à ERSE no âmbito das normas complementares;
- ii) Obtenção de maior detalhe ao nível de custos reportadas nos questionários, permitindo isolar, para toda a amostra, rubricas como as amortizações e imparidades, que deverão ser excluídas, pela sua natureza, para efeitos da presente análise⁸⁰; e
- iii) Harmonização, para algumas rubricas de custos específicas, da classificação feita pelas empresas pelas componentes de custos solicitadas.

Face ao exposto, a amostra para o presente ano apresenta-se mais robusta face à considerada o ano passado, quer em termos de dimensão (aumento do número de empresas envolvidas e acréscimo do ano de 2014 para análise), quer pelo aumento da qualidade da informação objeto de análise.

Assim, pese embora não se tenham verificado alterações metodológicas na presente análise, o aumento da amostra em termos de dimensão e qualidade da informação obtida, poderá conduzir a resultados distintos dos apresentados o ano passado. Na medida em que estas alterações impactam com o rigor dos valores apresentados, não poderiam ser desconsideradas.

5.2.3 CARATERIZAÇÃO DOS PERFIS DA AMOSTRA

Tanto a nível europeu, como no caso português em concreto, tem ocorrido um processo gradual de entrada de novos *players* no segmento da comercialização de energia elétrica. Concomitantemente, têm começado a surgir comercializadores com diferentes perfis, quer no que respeita à sua escala, quer em relação às condições de laboração.

Face à diversidade de perfis de empresas que se espera que venham a participar no segmento liberalizado da atividade de comercialização de energia elétrica e gás natural, é igualmente expectável que estas apresentem estruturas de custos diferenciadas, em função de especificidades como a

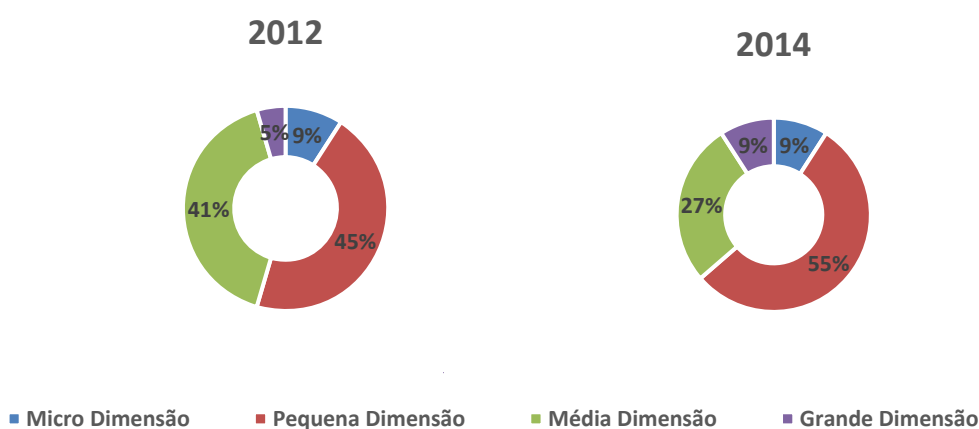
⁸⁰ Refira-se que o ano passado não foi possível isolar estas rubricas para a totalidade da amostra, pelo que o seu efeito se encontra incluído nos resultados obtidos no estudo anterior.

dimensão, perfil de consumo da carteira de clientes, inserção em grupos empresariais, maturidade, entre outros.

É expectável que empresas de maior dimensão (por exemplo, em termos de número de clientes, ou de volume de negócios) beneficiem de economias de escala. A atividade de comercialização de energia em Portugal é desenvolvida por empresas com características muito diferentes em termos da sua dimensão, medida pelo número de clientes.

A figura infra caracteriza a composição da amostra relativamente à dimensão, tendo em conta as categorias definidas o ano passado⁸¹, apresentando igualmente o valor do CTM unitário por cliente (€/cliente) para essas categorias, em 2012 e 2014.

Figura 5-2 - Caracterização da composição da amostra de comercializadores relativamente à dimensão



Fonte: ERSE

5.2.4 ATUALIZAÇÃO DAS MATRIZES DE CUSTOS DE REFERÊNCIA

Tendo por base a metodologia adotada o ano passado, bem como a atualização das respostas aos questionários submetidos este ano aos comercializadores de energia, procedeu-se a uma atualização das matrizes de custos de referência. Nomeadamente serão atualizadas:

- A matriz de custos que contempla comercializadores de gás natural e energia elétrica (*utilities*).
- A matriz de custos que contempla comercializadores de energia elétrica.

⁸¹ A categorização da dimensão das empresas por número de clientes deverá ser consultada no estudo original.

Importa igualmente referir que os resultados obtidos podem depender das características do mercado, não se tendo, no entanto, conseguido apurar relações significativas entre os fatores exógenos e os resultados obtidos.

Por outro lado, sublinhe-se que a análise teve por base o preenchimento de um inquérito, sendo a informação reportada da responsabilidade das empresas. Embora a ERSE tenha efetuado diversos testes de controlo ao nível da informação reportada pelas empresas reguladas, a sua desagregação pelas componentes de custos pretendidas neste estudo é de difícil validação.

AMOSTRA REPRESENTATIVA DE COMERCIALIZADORAS DE ENERGIA ELÉTRICA E GÁS NATURAL (*UTILITIES*)

A amostra representativa contempla informação financeira desagregada e informação relativa ao número médio de clientes sobre 23 comercializadoras a operar em Portugal, no período compreendido entre 2009 e 2014. Uma vez que alguns dados são nulos, ou considerados inválidos para o presente teste, a amostra considerada contempla um total de 122 observações – comparando com as 69 do ano passado- registando-se um aumento significativo no painel de observâncias.

O Quadro 5-1 apresenta as estatísticas descritivas da amostra representativa.

Quadro 5-1 - Estatística descritivas

	N.º médio de clientes	Custo Fixo Direto (CFD)	Custo Variável Direto (CVD)	Custo Fixo Indireto (CFI)	Custo Variável Indireto (CVI)
Unidade	#	€	€	€	€
Média	370.572	2.469.505	3.424.845	1.690.384	1.008.442
Mediana	43.606	87.903	969.370	355.227	4.985
Desvio-padrão	1.127.459	5.679.891	7.189.107	3.565.580	2.761.224
Mínimo	0	0	0	0	-400
Máximo	5.866.614	31.313.062	38.014.579	18.483.390	16.775.468
Nº de Observações	122	122	122	122	122

Fonte: ERSE

O Quadro 5-2 apresenta a análise de correlação para cada uma das variáveis consideradas.

Quadro 5-2 - Matriz de correlações

	Clientes	CFD	CVD	CFI	CVI
Clientes	1	0,72722	0,93112	0,89269	0,89853
CFD		1	0,77285	0,89028	0,83960
CVD			1	0,90445	0,83713
CFI				1	0,94445
CVI					1

Fonte: ERSE

Verifica-se que o número médio de clientes está fortemente correlacionado com as 4 componentes de custos analisados (aproximadamente 0,89), à exceção dos custos fixos diretos (CFD), para os quais a correlação é mais baixa (0,73). O que se poderá dever ao facto de os CFD estarem diretamente ligados, muitas vezes, aos custos de arranque de atividade e, portanto, serem independentes do número de clientes.

Para determinação dos níveis de eficiência técnica aplica-se a metodologia DEA, numa perspetiva *input oriented*, considerando como *output* o número médio de clientes e como *inputs* cada uma das categorias de custos individualmente, conforme definido o ano passado. Nesta análise procedeu-se a uma eliminação de *outliers*, após se ter definido a fronteira de razoabilidade de custos, recorrendo a conceitos estatísticos, nomeadamente ao cálculo dos quartis da amostra de cada componente de custo.

MATRIZES DE REFERÊNCIA PARA AS COMERCIALIZADORAS DE UTILITIES E PARA AS COMERCIALIZADORAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Os quadros infra sintetizam a informação dos custos de referência para as comercializadoras, apresentando na coluna final o Custo Total Médio (CTM) para quatro empresas, de acordo com a metodologia definida o ano passado. Recorde-se:

- Empresa teoricamente eficiente ($\Delta=0$);
- Empresa com nível de acréscimo de custo reduzido em todas as categorias de custo (Δ_s);
- Empresa com nível de acréscimo de custo intermédio em todas as categorias de custo (Δ_i);
- Empresa com nível de acréscimo de custo forte em todas as categorias de custo (Δ_A).

Quadro 5-3 - Matriz de custos de referência para o conjunto de comercializadores (*utilities*)

	CFDm (€)	CFIm (€)	CVDm (€)	CVIm (€)	CTm (€)
$\Delta = 0$	0,027	0,463	3,754	0,000	4,244
Δ_s	0,812	5,173	8,666	0,003	14,654
Δ_I	1,581	5,083	22,386	0,100	29,151
Δ_A	9,495	8,302	25,438	1,529	44,764

Fonte: ERSE

Do quadro anterior, resultam 16 combinações possíveis para que uma comercializadora de energia avalie convenientemente a sua posição relativa em cada uma das categorias de custo e assim proceda ao cálculo do respetivo custo médio de referência.

De acordo com a matriz supra, é possível observar que:

- Aparentemente, a fronteira de eficiência do nível Δ_A baixou significativamente face ao estudo do ano transato (100,899 vs 44,764), enquanto para as restantes categoriais os valores permaneceram em linha.
- O peso dos custos fixos nos custos totais pode variar significativamente entre quartis. Estes custos podem situar-se entre os cerca de 40% para Δ_A e apenas à volta dos 12% para Δ_0 . Equiparando com o ano passado, representa, aparentemente, uma mudança de estrutura de custos das empresas.

Os resultados relativos ao setor elétrico são apresentados no quadro infra. A restrição da análise à amostra do setor elétrico, embora tenha a desvantagem de ter por base uma amostra mais pequena, diminui o impacte de fatores exógenos que, à partida, poderão enviesar os resultados, relativos ao setor elétrico.

Quadro 5-4 - Matriz de custos de referência para os comercializadores de energia elétrica

	CFDm (€)	CFIm (€)	CVDm (€)	CVIm (€)	CTm (€)
$\Delta = 0$	2,741	2,497	5,193	0,694	11,125
Δ_s	11,801	2,728	6,218	1,892	22,640
Δ_I	16,799	9,744	6,836	1,148	34,527
Δ_A	30,878	12,373	8,266	0,919	52,435

Fonte: ERSE

De acordo com a matriz supra, é possível observar que,

- Aparentemente, a fronteira de eficiência baixou nos quatro níveis (Δ) definidos, face ao estudo do ano transato. É de salientar a diminuição dos custos totais médios na última fronteira, do ano passado para este, de 72,465 para 52,435 euros.

- O peso dos custos fixos nos custos totais pode variar significativamente entre quartis. Estes custos podem situar-se entre os cerca de 82% para ΔA e apenas à volta dos 47% para $\Delta 0$. Equiparando com o ano passado, representa, aparentemente, uma mudança de estrutura de custos das empresas, uma vez que as empresas menos eficientes passaram a ter um peso dos custos fixos significativamente maior (passaram de cerca de 64% para 82%).

Como conclusões genéricas às duas matrizes, importa referir o seguinte:

- Verifica-se uma aproximação dos níveis de eficiência subjacentes a cada uma das matrizes, o que poderá evidenciar, o progressivo amadurecimento das empresas a atuar no segmento liberalizado, e/ou das empresas que desenvolvem a sua atividade em ambos os mercados (eletricidade e gás natural).
- Pelo facto do presente estudo se centrar na análise da eficiência com retornos variáveis à escala, algumas empresas podem apresentar custos maiores/menores apesar de serem mais/menos eficientes, pelo que as fronteiras de custo podem não revelar uma tendência crescente. Nos quadros anteriores é possível observar este comportamento, o que evidencia que a dimensão das empresas poderá, tal como expectável, ser um dos fatores determinante na eficiência das empresas.
- Qualquer conclusão obtida pelo exercício comparativo entre os resultados obtidos este ano e os obtidos o ano passado não deverá descurar as melhorias registadas ao nível da informação considerada este ano no estudo.

5.3 AQUISIÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA PARA FORNECIMENTO DOS CLIENTES DO CUR

5.3.1 ENQUADRAMENTO

O Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, desenvolve as bases gerais instituídas pelo Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, que estabelece o regime jurídico aplicável à atividade do Sistema Elétrico Nacional.

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 no processo de cálculo tarifário para 2014, no âmbito do artigo 50.º do Decreto-Lei n.º 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 n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

5.3.2 ANÁLISE

De acordo com os artigos 95.º a 97.º do Regulamento Tarifário em vigor, cabe ao Comercializador do Último Recurso (CUR) a incumbência de vender a energia produzida pelos produtores em regime especial que beneficiam de tarifas fixadas administrativamente (*feed-in tariffs*) e comprar energia elétrica para abastecer os clientes que se mantêm no mercado regulado.

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

De uma forma genérica, pode-se decompor o custo da aquisição de energia elétrica por parte do CUR em quatro parcelas: preço de mercado, *spread* associado ao perfil de consumo dos clientes do CUR⁸², 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.

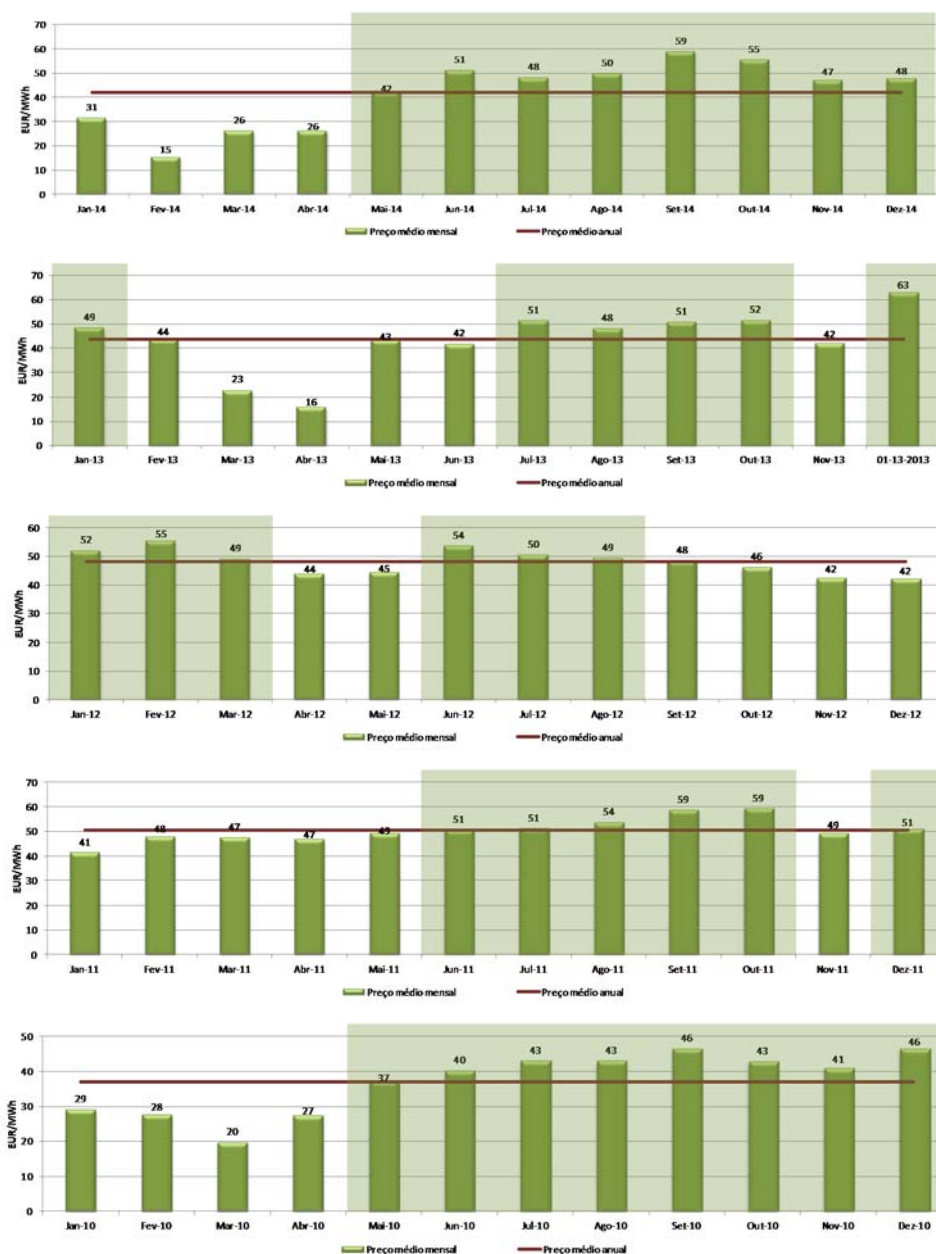
O ponto de partida para esta análise é a verificação do preço do mercado grossista, nos últimos 5 anos, por mês e por hora.

⁸² *Spread* associado ao perfil de consumo é obtido pela diferença mensal entre o custo de aquisição, calculado com base no perfil de consumo da carteira de clientes do CUR, e preço médio de mercado.

A Figura 5-3 apresenta a média mensal dos preços do mercado diário⁸³, bem como a média anual dos preços do mercado diário⁸⁴ nos anos de 2010 a 2014.

Em 2014, os preços médios mensais foram muito baixos nos primeiros 4 meses do ano e nos restantes meses do ano estabeleceram-se sempre acima da média anual.

Figura 5-3 - Preços médios de mercado mensais, de 2010 a 2014

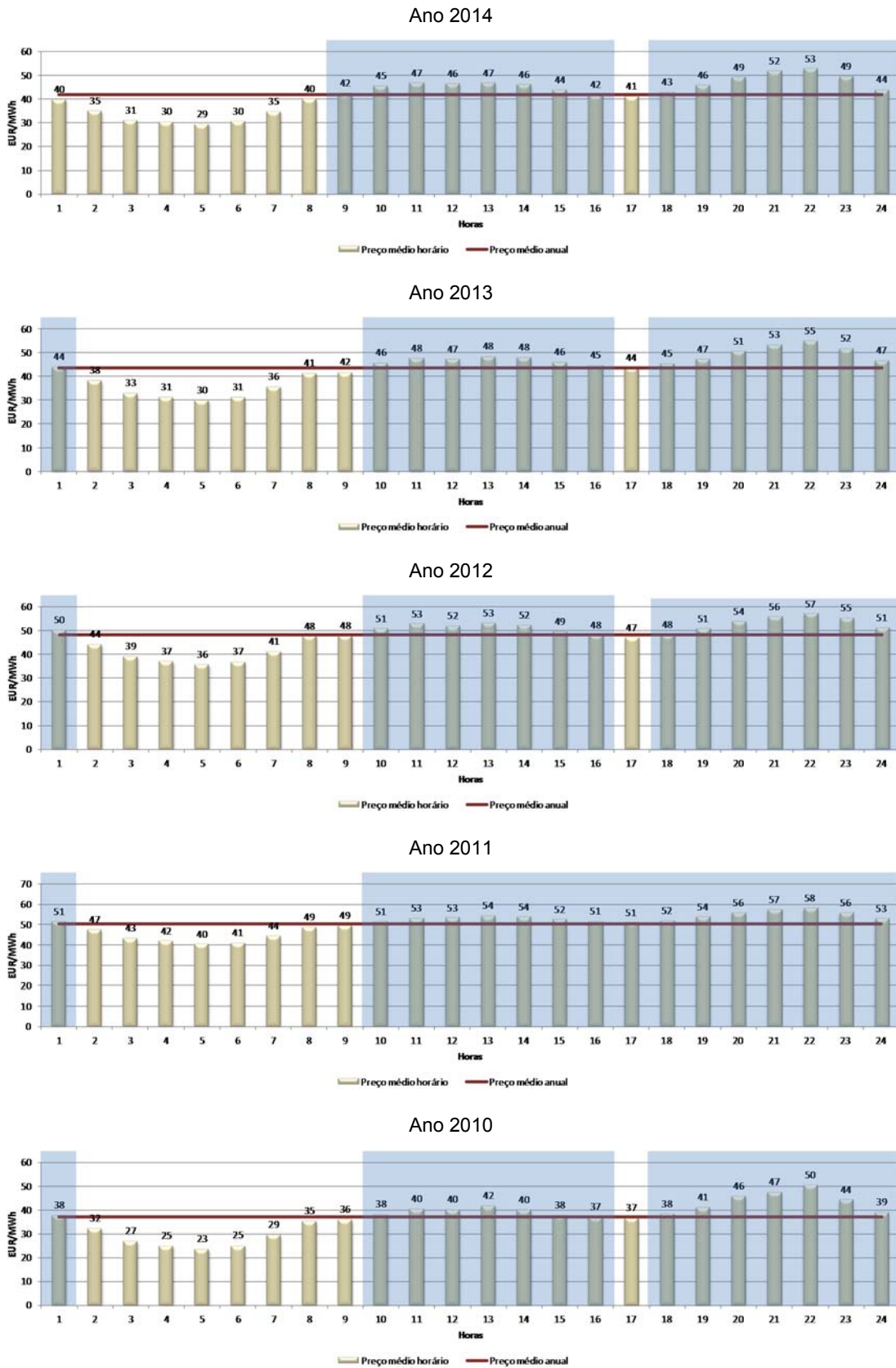


⁸³ Média aritmética dos preços horários no mercado diário, entre a primeira hora do primeiro dia do mês e a última hora do último dia do mês.

⁸⁴ Média aritmética dos preços horários no mercado diário, entre a primeira hora do primeiro dia do ano e a última hora do último dia do ano.

A Figura 5-4 apresenta os preços médios de mercado por hora, para o mesmo período de análise. Esta análise permite estabelecer padrões de comportamento dos preços. Genericamente, 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.

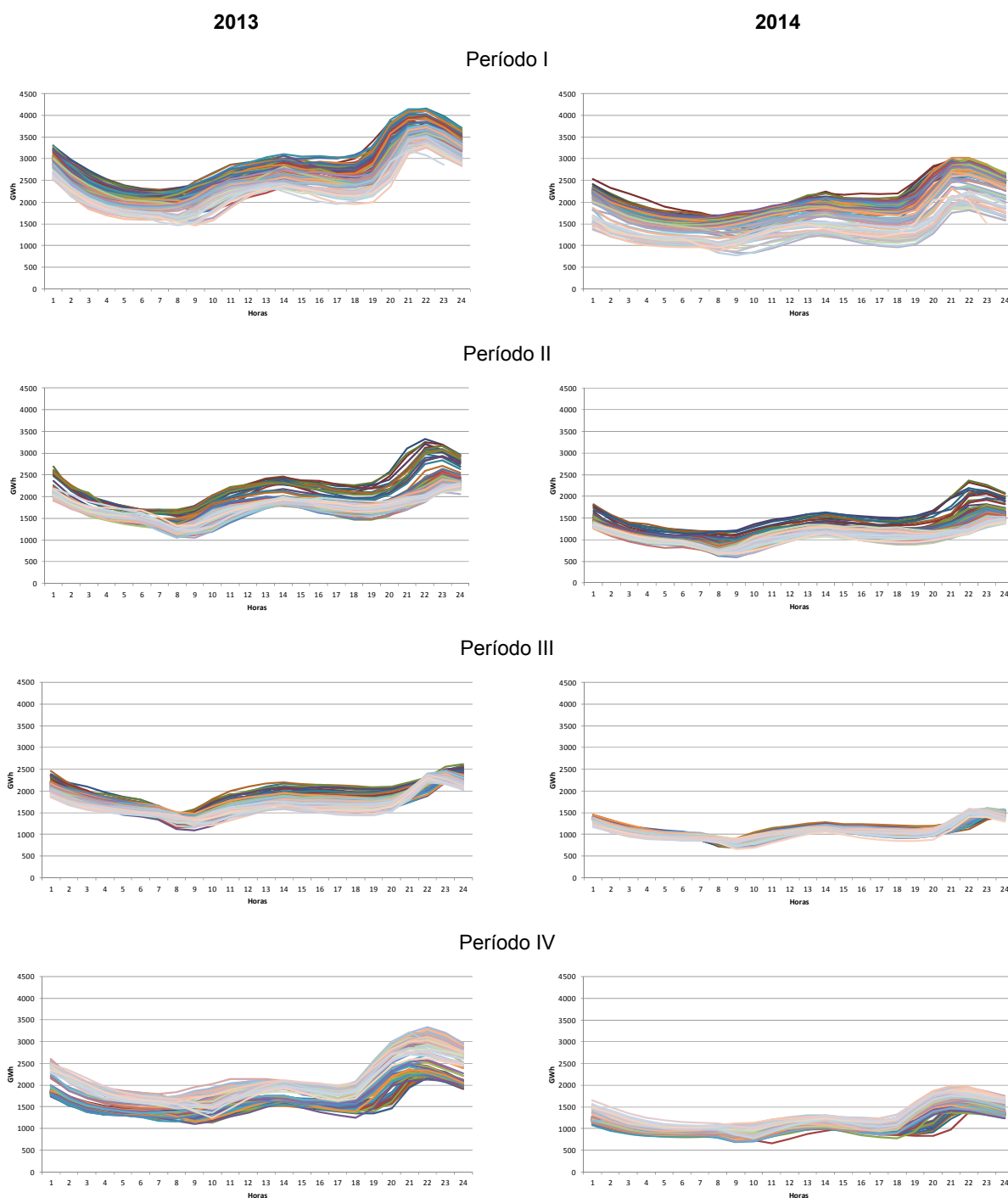
Figura 5-4 - Preços médios de mercado por hora, de 2010 a 2014



Em seguida, analisam-se os perfis de consumo dos clientes do CUR para 2013 e para 2014, 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 5-5 apresenta o perfil de consumos do CUR, por período horário, para os anos de 2013 e de 2014. Como se pode verificar, entre 2013 e 2014 verificou-se uma diminuição das quantidades diárias procuradas em todos os períodos horários, o que se associa maioritariamente à saída de clientes para o mercado liberalizado, embora possam também existir efeitos de temperatura na passagem de 2013 para 2014. É visível, não só uma diminuição da procura diária mas também um alisamento das quantidades por horas. Esta análise permite-nos antecipar uma diminuição do *spread* associado ao perfil de consumo do CUR.

Figura 5-5 - Consumos do CUR em 2013 e 2014 por períodos (I, II, III e IV)

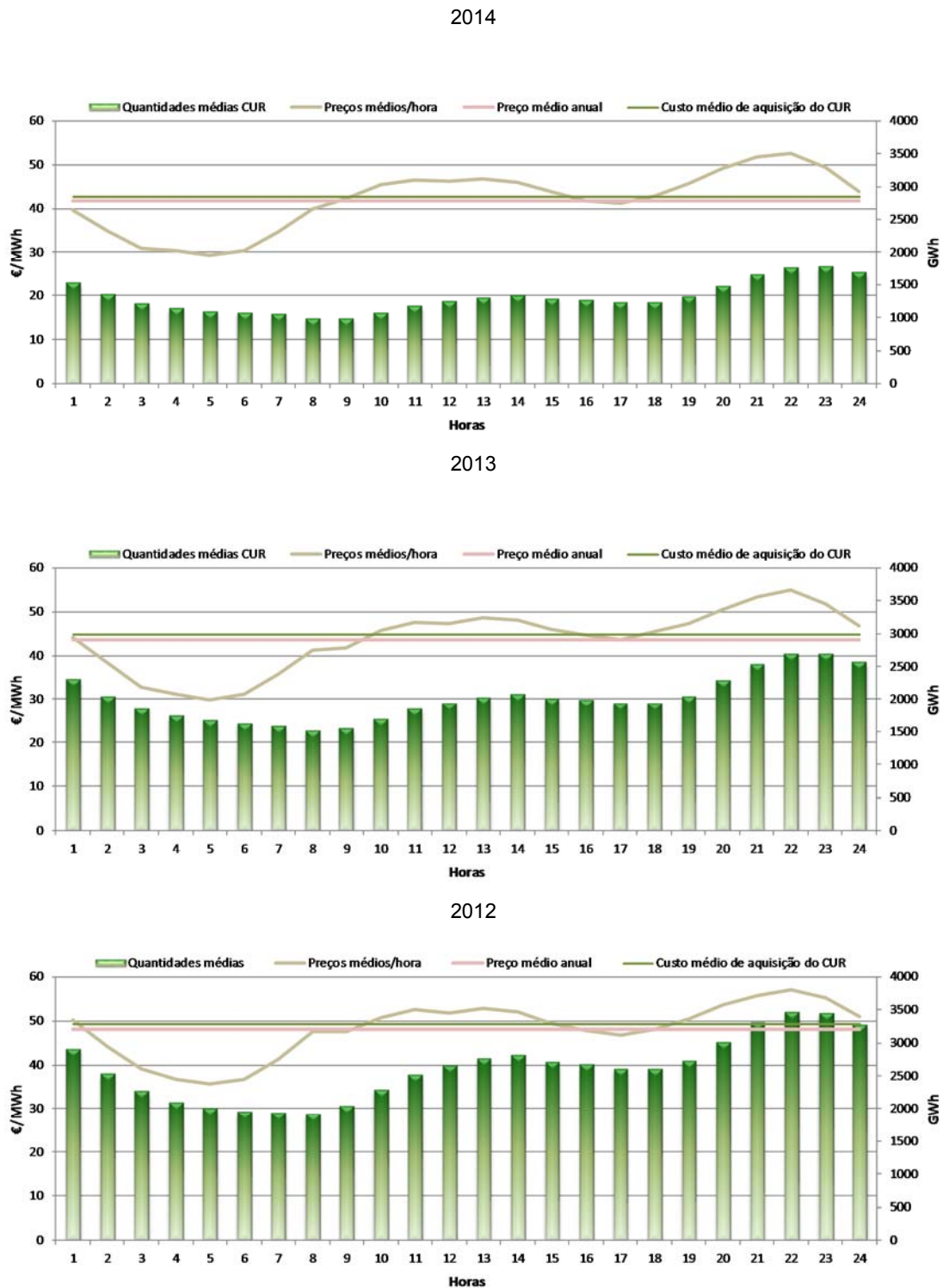


Fonte: EDP SU

A Figura 5-6 apresenta, entre 2013 e de 2014, 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. No entanto, e como aferido também nas figuras anteriores, em 2014 este perfil alterou-se ligeiramente, enfraqueceu a procura nas horas de ponta, o que levou à diminuição da diferença entre o valor máximo e o valor mínimo de procura ao longo do dia. Neste quadro de alisamento do padrão de consumo horário, o preço médio do mercado continua a ser inferior ao custo de aquisição de energia para o fornecimento dos clientes do CUR mas a diferença reduz-se.

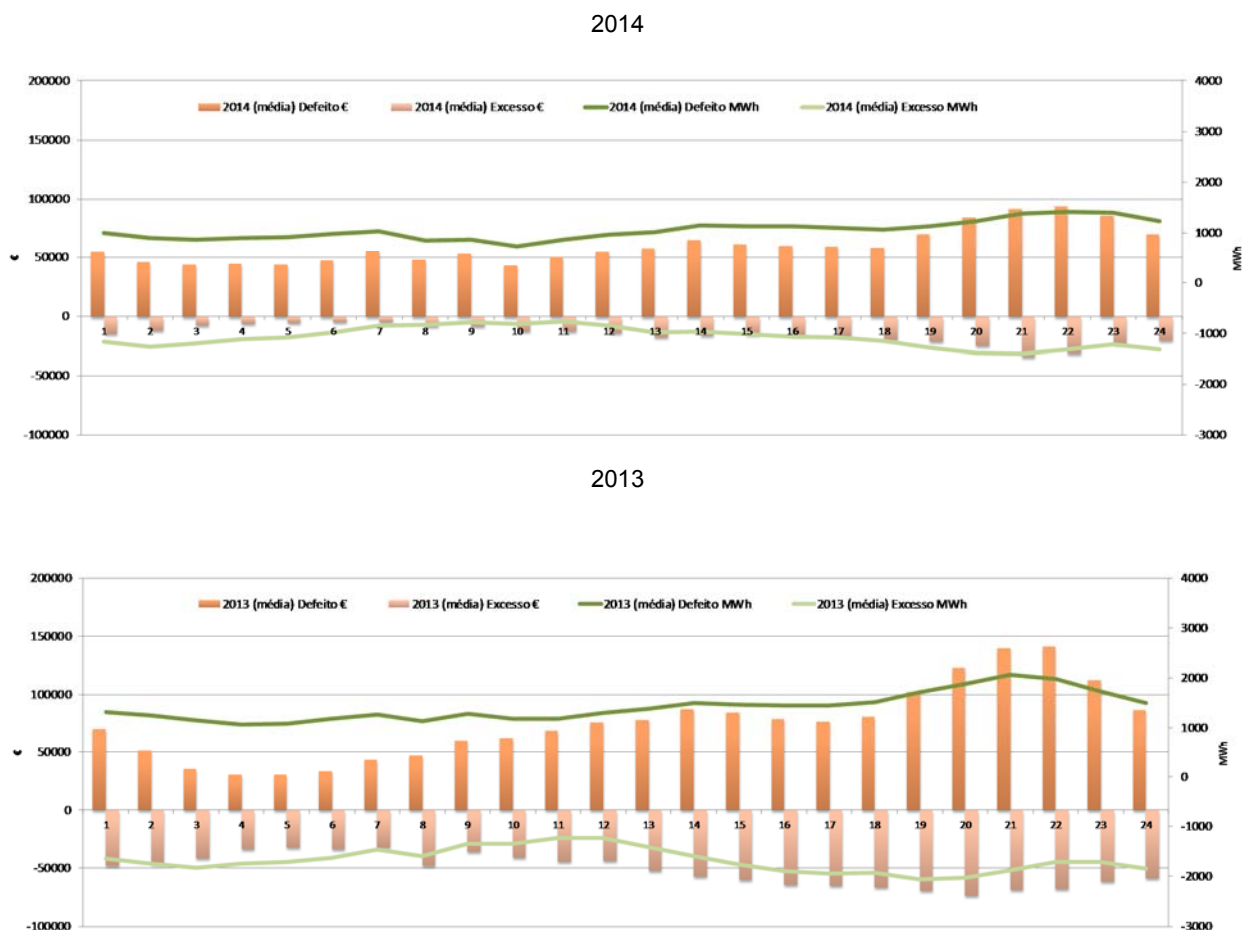
Figura 5-6 - Consumos médios dos clientes do CUR, preços médio por hora, preço médio anual do mercado e custo médio anual de aquisição do CUR, entre 2012 e 2014



Fonte: EDP SU

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 2013 e para 2014. A Figura 5-7 apresenta essa evolução.

Figura 5-7 - Desvios de consumos do CUR e por hora, em 2013 e 2014

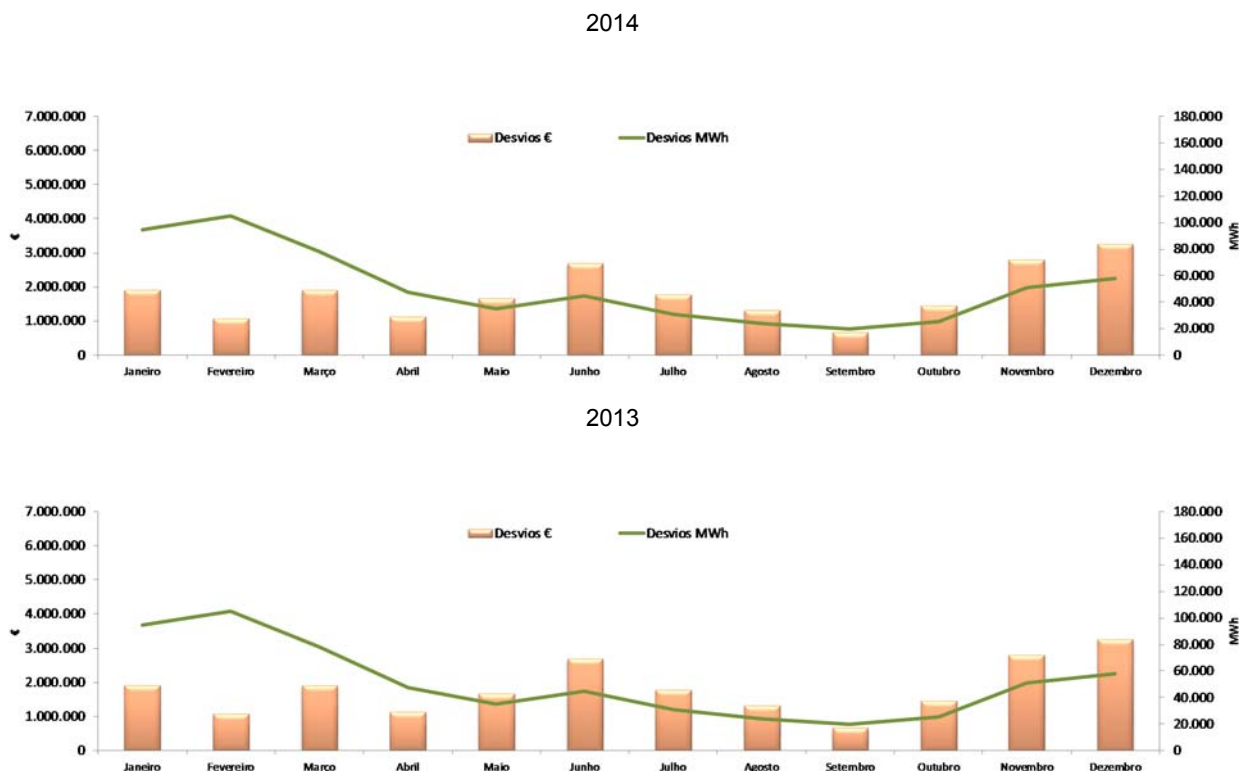


Fonte: EDP SU

As séries “Defeito” correspondem à série em que o consumo, em tempo real, é superior ao programa final (resultado dos mercados diário e intra-diários). Sempre que o consumo é inferior ao programa final, então, existe excesso de energia (séries “Excesso”). Verifica-se que os desvios por defeito são superiores no período compreendido entre a hora 19 e a hora 24, sendo relativamente semelhantes aos desvios por excesso.

Os custos totais de 2013 e de 2014 associados aos desvios da procura são apresentados na Figura 5-8.

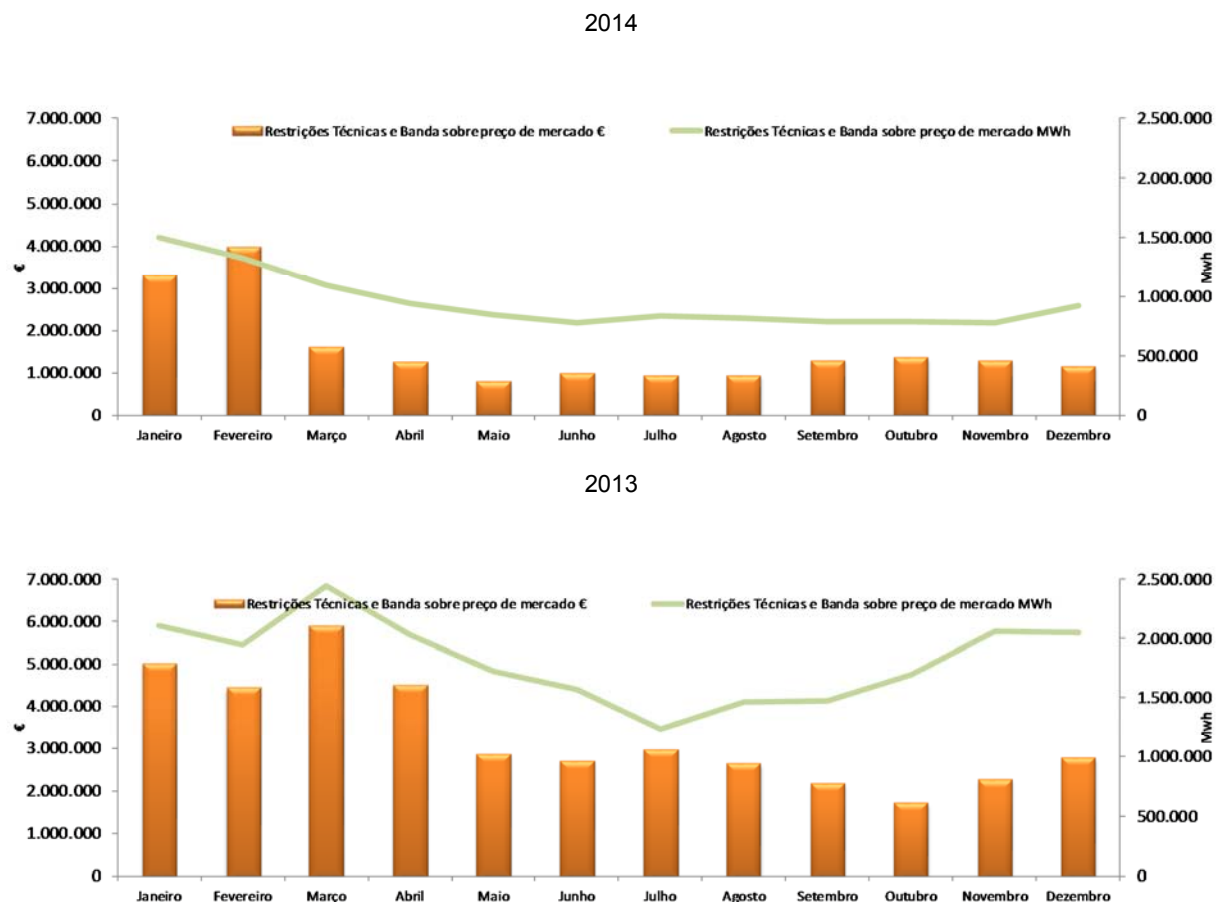
Figura 5-8 - Desvios totais de consumos do CUR, em 2013 e 2014



Fonte: EDP SU

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 5-9 apresenta, para 2013 e 2014, os valores associados às restrições técnicas que foram imputados ao CUR.

Figura 5-9 - Custos totais com restrições técnicas imputadas ao CUR, em 2013 e 2014



Fonte: EDP SU

A Figura 5-10 apresenta a estrutura do custo de aquisição do CUR nos anos de 2013 e de 2014, 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 5-10 - Estrutura do custo de aquisição de eletricidade pelo CUR, em 2013 e 2014



A figura permite constatar que o custo médio de aquisição do CUR, foi em 2014 inferior ao ocorrido em 2013. Verifica-se também que em 2014, os custos de aquisição de eletricidade foram bastante inferiores à média do ano nos meses compreendidos entre janeiro e de abril.

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. Deste modo, as alterações

decorrentes do fim das tarifas transitórias reguladas na carteira de clientes já têm impacte visível na evolução do custo de aquisição do CUR. Estes fatores foram tidos em conta na definição do custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes previsto para 2016.

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 2015 e 2016 e analisam-se os dados reais do consumo de eletricidade do ano 2014, que influenciam o cálculo dos ajustamentos a repercutir nos proveitos permitidos de 2016.

6.1 PREVISÃO DA PROCURA

Nos termos regulamentares, em junho de 2015, a REN e a EDP Distribuição apresentaram as suas previsões de evolução da procura para 2015 e 2016, verificando-se a existência de diferenças assinaláveis ao nível do consumo referido à emissão⁸⁵, em ambos os anos, em resultado de, a essa data, as previsões da REN serem notoriamente pessimistas. Mais recentemente, a REN disponibilizou uma previsão⁸⁶, que incorpora dados reais até novembro de 2015, a qual revê o consumo em alta. Com esta previsão, a estimativa de consumo referido à emissão da REN para 2015 passou a ser semelhante à estimativa de junho da EDP Distribuição. Contudo, mesmo após esta atualização, o consumo previsto pela REN para o ano de 2016 continua inferior ao previsto pela EDP Distribuição para o mesmo ano, nas suas previsões de junho de 2015. Nestas previsões, constata-se um maior otimismo da EDP Distribuição face à REN (ver Quadro 6-1 e Figura 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 2016.

Os indicadores mais recentes para a evolução da economia portuguesa apontam para a continuidade da recuperação da economia portuguesa em 2015 e as previsões de crescimento para 2016 são ligeiramente menos otimistas, mas em linha com o projetado para a área do euro. Contudo, atendendo às projeções macroeconómicas mais recentes do Fundo Monetário Internacional⁸⁷, que apontam para a manutenção do ritmo de crescimento da área do Euro em 2015 e uma ligeira redução em 2016, face às anteriores projeções, poderá existir algum risco de abrandamento da atividade económica a partir do segundo semestre de 2015 na área do euro, que afetará também Portugal.

Face a 2014, espera-se que em 2015 e 2016 se mantenha o desempenho positivo de alguns setores da indústria nacional, com a manutenção das exportações num nível elevado e ainda com tendência de

⁸⁵ 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.

⁸⁶ REN, “Previsão do consumo de energia elétrica – Dezembro 2015”

⁸⁷ IMF World Economic Outlook (WEO) Update, October 2015

crescimento. Esta situação deverá contribuir para o acréscimo do consumo de energia elétrica, principalmente nos níveis de tensão mais elevados.

Por outro lado, as projeções mais recentes do Banco de Portugal⁸⁸ para a procura interna mantêm, em 2015 e 2016, a tendência de recuperação observada em 2014, o que deverá contribuir para um acréscimo do consumo de eletricidade também na Baixa Tensão. No entanto, para os segmentos de consumidores ligados neste nível de tensão (domésticos, pequeno comércio e serviços), existem fatores estruturais, como sejam a promoção da eficiência no consumo e a elevada carga fiscal sobre a eletricidade para o consumidor final (com efeito apenas no doméstico), que impedirão subidas mais notórias do consumo nestes segmentos.

Especificamente sobre as perdas nas redes de transporte e distribuição, a ERSE assumiu nos cenários de procura considerados no cálculo tarifário de 2016 os valores percentuais de perdas previstos pelas empresas.

Neste contexto, o consumo referido à emissão estimado pela ERSE para o ano de 2015 considera uma subida de 1,5% face ao ocorrido no ano de 2014, justificado pelo crescimento nos níveis de tensão mais elevados (MAT, AT, MT, BTE), situando-se cerca de 0,4 TWh acima da última previsão da REN (dezembro 2015, +0,6%) e 0,3 TWh acima da previsão da EDP (junho 2015, +0,8%). Para 2016, a ERSE assumiu que o ritmo de crescimento do consumo de eletricidade será ligeiramente inferior ao estimado para 2015, devendo contudo voltar a atingir a barreira dos 50,0 TWh no referencial da emissão, a que corresponde um acréscimo de 1,0%. Esta previsão é mais otimista que a última previsão da REN (49,1TWh, que corresponde a manter o nível de 2015) e está alinhada no que respeita à variação, embora ligeiramente acima em valor absoluto, com a previsão efetuada pela EDP em junho de 2015 (+1,0% para 49,7 TWh).

O Quadro 6-1 e a Figura 6-1 sintetizam os valores do consumo referido à emissão considerados 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 2015 a 2016

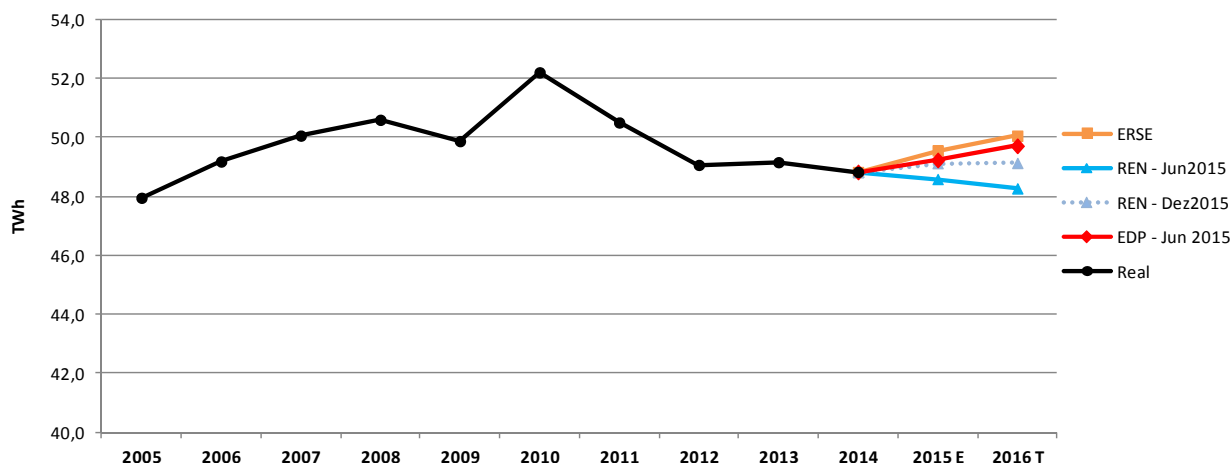
	2012 GWh	2013 GWh	2012 / 2013 %	2014 GWh	2013 / 2014 %	2015 GWh	2014 / 2015 %	2016 GWh	2015 / 2016 %
Real	49 060	49 152	0,2%	48 822	-0,7%				
Previsões para Tarifas 2016									
REN - Junho 2015						48 580	-0,5%	48 265	-0,6%
EDP Dist - Junho 2015 [1]						49 229	0,8%	49 709	1,0%
REN - previsões mensais Dezembro 2015						49 120	0,6%	49 126	0,0%
ERSE						49 554	1,5%	50 050	1,0%

⁸⁸ Banco de Portugal, Boletim Económico – Outubro de 2015

[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

No que respeita às Regiões Autónomas, à semelhança do ocorrido em anos anteriores, a ERSE assumiu no exercício tarifário de 2016 os cenários de procura apresentados pela EDA e pela EEM para os anos de 2015 e 2016.

6.2 DESVIOS DA PROCURA

BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA NO CONTINENTE

A comparação do balanço de energia elétrica verificado em 2014 com os valores previstos em 2013 para fixação das tarifas de 2014 coloca em evidência as seguintes diferenças:

- O consumo referido à emissão atingiu 48 822 GWh, situando-se 0,5% abaixo do valor previsto no cálculo das tarifas de 2014.
- O valor real dos fornecimentos totais a clientes atingiu 43 808 GWh, o que significa um decréscimo de 1,6% face à previsão.
- O consumo dos clientes em mercado livre foi de 34 561 GWh, situando-se 0,8% acima do valor previsto. No que diz respeito aos fornecimentos do CUR, atingiram 9 247 GWh, o que corresponde a um desvio por defeito de 9,8% em relação à previsão.

- A taxa de perdas na rede de transporte⁸⁹ voltou a denotar em 2014 um ligeiro desvio por excesso em relação ao valor previsto.
- A taxa de perdas nas redes de distribuição⁹⁰ situou-se em 10,32%, face a 9,14% previsto no cálculo tarifário de 2014, embora seja notório um decréscimo face ao máximo histórico ocorrido em 2013 (11,22%).

Os quadros seguintes permitem comparar os valores ocorridos no ano de 2014 com os dados previsionais para o balanço de energia elétrica enviados pelas empresas e com os valores correspondentes considerados pela ERSE no cálculo das tarifas de 2014.

Quadro 6-2 - Consumo referido à emissão

	2014 (real)	Tarifas 2014			Proposta REN para Tarifas 2014		
		GWh	2014 (real - previsto)		GWh	2014 (real - previsto)	
			GWh	%		GWh	%
= EMISSÃO PARA A REDE PÚBLICA (Variação média anual)	48 822 -0,7%	49 060 0,0%	-238	-0,5%	47 700 -1,2%	1 122	2,4%
- Perdas na rede de Transporte (perdas/emissão)	784 1,61%	644 1,31%	140		626 1,31%	158	
- Consumos Próprios	14	12	2		12	2	
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO (incluindo os consumos em MAT)	48 023 -0,8%	48 404 0,0%	-381	-0,8%	47 062 -1,3%	961	2,0%

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

⁸⁹ Taxa de perdas na rede de transporte = Perdas na rede de transporte em GWh / Consumo referido à emissão em GWh.

⁹⁰ Taxa de perdas nas redes de distribuição = Perdas na rede de distribuição em GWh / Fornecimentos a clientes finais (excluindo fornecimentos em MAT) em GWh.

Quadro 6-3 - Balanço de energia elétrica da EDP Distribuição

	2014 (real)	Tarifas 2014			Proposta EDP Distribuição para Tarifas 2014		
		GWh	2014 (real - previsto)		GWh	2014 (real - previsto)	
			GWh	%		GWh	%
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO (incluindo os consumos em MAT)	48 110	48 404	-294	-0,6%	47 124	986	2,1%
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	4 302	3 871	430	11,1%	3 769	533	14,1%
- Consumos Próprios	10,32%	9,14%			9,14%		
	0	0	0		0	0	
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO COMERCIALIZADOR REGULADO E A CLIENTES NO MERCADO	43 808	44 533	-724	-1,6%	43 355	453	1,0%
Clientes do comercializador de último recurso	9 247	10 256	-1 008	-9,8%	11 682	-2 435	-20,8%
MAT	0	0	0	n.a.	0	0	n.a.
AT	4	6	-3	-40,4%	0	4	n.a.
MT	423	545	-123	-22,5%	393	29	7,5%
BT	8 821	9 704	-883	-9,1%	11 289	-2 468	-21,9%
Clientes no mercado	34 561	34 277	284	0,8%	31 673	2 888	9,1%
MAT	2 113	2 192	-79	-3,6%	2 134	-22	-1,0%
AT	6 791	6 388	403	6,3%	6 226	566	9,1%
MT	13 512	13 091	422	3,2%	12 882	630	4,9%
BT	12 144	12 606	-462	-3,7%	10 431	1 713	16,4%

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 apresenta-se o balanço de energia elétrica verificado em 2013 e em 2014, bem como os valores previstos em 2013 para fixação das tarifas de 2014. A análise deste quadro evidencia os seguintes aspetos diferenças:

- O consumo referido à emissão, na Região Autónoma dos Açores atingiu os 770,1 GWh, situando-se 0,5% acima do previsto em tarifas de 2014, mas mantendo a tendência de queda observada nos últimos anos (-0,4%).
- A emissão para a rede das centrais da EDA atingiu os 483,8 GWh, que representa um decréscimo de 2,8% relativamente a 2013 e um desvio por excesso de 1,1% face à previsão para tarifas 2014.
- As aquisições a produtores do SIA aumentaram 4,0% face a 2013, mas ainda assim ficaram 0,5% abaixo do previsto para tarifas de 2014, situando-se em 285,9 GWh.
- De 2013 para 2014 os fornecimentos mantiveram a tendência de queda (-0,2%), embora mais moderada que em 2013 (-1,6%), tendo atingido 716,8 GWh, o que representa um desvio de +0,1% face ao previsto no cálculo tarifário de 2014. A análise por níveis de tensão mostra que em 2014

houve uma ligeira recuperação dos fornecimentos em MT (+0,3%), situando-se 1,2% acima da previsão, enquanto na BT o desvio face ao previsto para o cálculo tarifário de 2014 foi de sentido contrário (-0,6%), em resultado do decréscimo de fornecimentos que se observa face a 2013 (-0,5%).

- A taxa de perdas de 2014 foi de 7,22%, superior ao valor previsto em 0,31 pontos percentuais, mas 0,25 pontos percentuais abaixo do ocorrido em 2013.

Quadro 6-4 - Balanço de energia elétrica da EDA

	2013 (real)	2014 (real)	Δ% 2014/2013	Tarifas 2014 = Proposta EDA		
				MWh	2014 (real - previsto)	
					MWh	%
Produção						
Centrais da EDA	517 072	502 574	-2,8%	495 143	7 432	1,5%
Consumo e perdas nas centrais	19 114	18 751	-1,9%	16 468	2 283	13,9%
Emissão própria	497 958	483 823	-2,8%	478 675	5 149	1,1%
Outros produtores do SPA	0	0		0	0	
Microgeração	343	356		599		
Produtores do SIA	275 051	285 938	4,0%	287 438	-1 501	-0,5%
Consumo referido à emissão	773 351	770 118	-0,4%	766 713	3 648	0,5%
Consumos próprios	1 328	1 557	17,2%	1 142	415	
Fornecimentos	718 340	716 791	-0,2%	716 098	693	0,1%
Entregas a clientes do Mercado Livre	0	0		0	0	
Fornecimentos no Mercado Regulado	718 340	716 791	-0,2%	716 098	693	0,1%
MT	274 263	275 068	0,3%	271 753	3 316	1,2%
BT	444 076	441 722	-0,5%	444 345	-2 623	-0,6%
Energia saída da rede	719 668	718 347	-0,2%	717 240	1 108	0,2%
Perdas na rede	53 683	51 770	-3,6%	49 473	2 540	5,1%
Taxa de perdas^[1]	7,47%	7,22%	-0,25 p.p.	6,91%		0,31 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 2013 e em 2014 e os valores aceites nas tarifas para 2014. Da análise do quadro evidenciam-se os seguintes pontos:

- Em 2014, a energia entrada na rede (860,3 GWh) apresenta um acréscimo de 1,3% face ao valor de 2013, embora com um desvio de -0,6% face à previsão para o cálculo tarifário de 2014.

- As centrais da EEM tiveram uma quebra na emissão para a rede de 0,7% face a 2013, enquanto a produção não vinculada teve um aumento notório de 9,7%. Em relação às previsões para tarifas de 2014, verificam-se desvios de -2,8% e de +6,3%, respetivamente nas centrais da EEM e nas centrais do SIM.
- O consumo referido à emissão (858,9 GWh) registou em 2014 um acréscimo de 1,2% face a 2013 e um desvio de -0,6% comparativamente com as previsões para tarifas de 2014.
- Os fornecimentos atingiram 785,6 GWh em 2014, que corresponde a um aumento de 1,2% em relação a 2013 e a um desvio por defeito de 0,6% face à previsão de tarifas 2014. Por níveis de tensão, verificam-se comportamentos semelhantes nas evoluções dos valores ocorridos em 2013 e 2014, com os fornecimentos em AT/MT a crescerem 1,1% e os de BT cerca de 1,2%. Face às previsões para tarifas 2014, o desvio dos fornecimentos em BT foi de -0,7%, enquanto na AT/MT esta diferença foi de -0,3%.
- Em 2014, a taxa de perdas na rede situou-se em 9,21%, com uma diferença negligenciável de -0,03 pontos percentuais em relação ao valor previsto.

Quadro 6-5 - Balanço de energia elétrica da EEM

	2013 (real)	2014 (real)	Δ% 2013/2014	Tarifas 2014 = Proposta EEM		
				MWh	2014 (real - previsto)	
					MWh	%
Produção						
Centrais da EEM	522 371	518 983	-0,6%	532 939	-13 956	-2,6%
Consumo e perdas nas centrais	10 259	10 380	1,2%	9 602	778	8,1%
Emissão própria	512 112	508 603	-0,7%	523 337	-14 733	-2,8%
Outros produtores do SPM	192 122	192 394	0,1%	192 000	394	0,2%
Produtores do SIM	145 151	159 282	9,7%	149 822	9 460	6,3%
Total da energia entrada na rede	849 386	860 279	1,3%	865 158	-4 880	-0,6%
Bombagem	564	1 330	135,6%	600	730	121,7%
Consumo referido à emissão	848 821	858 949	1,2%	864 558	-5 610	-0,6%
Consumos próprios	976	990	1,4%	962	27	2,8%
Fornecimentos	776 206	785 619	1,2%	790 571	-4 952	-0,6%
Entregas a clientes no Mercado Livre	0	0			0	
Fornecimentos no Mercado Regulado	776 206	785 619	1,2%	790 571	-4 952	-0,6%
AT/MT	191 080	193 205	1,1%	193 824	-618	-0,3%
BT	585 126	592 413	1,2%	596 747	-4 334	-0,7%
Energia saída da rede	777 182	786 609	1,2%	791 533	-4 924	-0,6%
Perdas nas redes	71 639	72 340	1,0%	73 025	-685	-0,9%
Taxa de perdas ⁽¹⁾	9,23%	9,21%	-0,02 p.p.	9,24%		-0,03 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 511/2014, de 15 de dezembro.

Sublinhe-se que a legislação em vigor, nomeadamente, o Decreto-Lei n.º 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;
- Balanços da atividade, reais, estimados e previstos;
- Demonstrações 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 2016 e dos ajustamentos dos anos 2014 (t-2) e 2015 (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;
- A informação financeira e física disponibilizada em suporte digital, de uma forma geral encontrava-se preenchida corretamente. Nos casos em que houve necessidade de algum pedido de esclarecimento solicitado pela ERSE, as empresas responderam às questões com a informação entendida necessária para efeitos regulatórios, de forma célere e objetiva;
- 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.