

**PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA  
2017 DAS EMPRESAS REGULADAS DO  
SETOR ELÉTRICO**

Dezembro 2016

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](mailto:erse@erse.pt)  
[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>PRESSUPOSTOS</b>	<b>5</b>
2.1	Alterações legislativas e regulamentares com impacte nos proveitos permitidos de 2017	5
2.2	Variáveis monetárias	10
2.3	Custos de aquisição de energia elétrica	19
<b>3</b>	<b>SÍNTESE DOS PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2017</b>	<b>35</b>
3.1	Proveitos a recuperar	35
3.2	Síntese dos ajustamentos de 2015 e de 2016	36
3.2.1	Ajustamentos de 2015	36
3.2.2	Ajustamentos provisórios de 2016	41
<b>4</b>	<b>DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS E DOS AJUSTAMENTOS PARA 2017</b>	<b>45</b>
4.1	Atividade desenvolvida pelo agente comercial (diferencial de custo CAE)	45
4.1.1	Proveitos permitidos	45
4.1.2	Ajustamentos	48
4.2	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária da RNT	64
4.2.1	Atividade de Gestão Global do Sistema	65
4.2.1.1	Proveitos permitidos	65
4.2.1.2	Ajustamentos	75
4.2.2	Atividade de Transporte de Energia Elétrica	82
4.2.2.1	Proveitos permitidos	82
4.2.2.2	Ajustamentos	87
4.3	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição	94
4.3.1	Atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	95
4.3.1.1	Proveitos permitidos	95
4.3.1.2	Ajustamentos	123
4.3.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	128
4.3.2.1	Proveitos permitidos	128
4.4	Atividades desenvolvidas pelo comercializador de último recurso	148
4.4.1	Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	149
4.4.1.1	Proveitos permitidos	149
4.4.1.2	Ajustamentos	155
4.4.2	Atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição	167
4.4.2.1	Proveitos permitidos	167
4.4.3	Atividade de Comercialização	168
4.4.3.1	Proveitos permitidos	168
4.5	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores	172
4.5.1	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	173

4.5.1.1	Proveitos permitidos .....	173
4.5.1.2	Ajustamentos .....	181
4.5.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica .....	193
4.5.2.1	Proveitos permitidos .....	193
4.5.2.2	Ajustamentos .....	196
4.5.3	Atividade de Comercialização de Energia Elétrica .....	201
4.5.3.1	Proveitos permitidos .....	202
4.5.3.2	Ajustamentos .....	204
4.5.4	Proveitos Permitidos à EDA para 2017 .....	208
4.5.5	Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores .....	209
4.5.6	Proveitos a proporcionar por atividade na Região Autónoma do Açores em 2017 .....	210
4.6	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma da Madeira .....	212
4.6.1	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema .....	213
4.6.1.1	Proveitos permitidos .....	213
4.6.1.2	Ajustamentos .....	218
4.6.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica .....	229
4.6.2.1	Proveitos permitidos .....	230
4.6.2.2	Ajustamentos .....	233
4.6.3	Atividade de Comercialização de Energia Elétrica .....	237
4.6.3.1	Proveitos permitidos .....	238
4.6.3.2	Ajustamentos .....	240
4.6.4	Proveitos Permitidos à EEM para 2017 .....	244
4.6.5	Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira .....	248
<b>5</b>	<b>ANÁLISES COMPLEMENTARES .....</b>	<b>251</b>
5.1	Preços de transferência .....	251
5.1.1	Enquadramento .....	251
5.1.3	Impacte da análise aos Preços de Transferência em Tarifas 2017 .....	252
5.2	Custos de referência para o Comercializador de Último Recurso .....	252
5.2.1	Enquadramento .....	252
5.2.2	Atualização da amostra .....	253
5.2.3	Caraterização dos Perfis da Amostra .....	254
5.2.4	Atualização das Matrizes de Custos de Referência .....	255
5.3	Aquisições de energia elétrica para fornecimento dos clientes do CUR .....	260
5.3.1	Enquadramento .....	260
5.3.2	Análise .....	260
5.4	Rendas de concessão dos municípios em BT das Regiões Autónomas .....	272
<b>6</b>	<b>ANÁLISE DO BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA .....</b>	<b>275</b>
6.1	Previsão da procura .....	275
6.2	Desvios da procura .....	276
<b>7</b>	<b>INFORMAÇÃO RECEBIDA .....</b>	<b>283</b>
	<b>ANEXO - POTÊNCIAS INSTALADAS NOS CENTROS ELETROPRODUTORES .....</b>	<b>285</b>

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Evolução das <i>yields</i> das obrigações a 2 anos da República Portuguesa.....	12
Figura 2-2 - Taxas <i>refi</i> e da facilidade de depósito do BCE e taxas Euribor a 1 e 12 meses .....	13
Figura 2-3 - Taxas <i>refi</i> e inflação.....	14
Figura 2-4 - <i>Yields</i> das obrigações a 2 anos de Portugal, Alemanha, França e Irlanda .....	15
Figura 2-5 - <i>Yields</i> das obrigações a 2 anos de Portugal, Euribor a 12 meses e <i>yields</i> de obrigações de maturidades entre 1 e 4 anos de EDP e REN.....	16
Figura 2-6 - Preços médios do mercado diário em Portugal.....	20
Figura 2-7 - Preços médios do mercado diário em Espanha.....	21
Figura 2-8 - Diferencial de preço entre Portugal e Espanha.....	22
Figura 2-9 - Efeito de restrições de capacidade de interligação no diferencial de preços entre Portugal e Espanha.....	23
Figura 2-10 - Capacidade de interligação entre Espanha e França .....	24
Figura 2-11 - Evolução do preço <i>spot</i> e dos mercados de futuros .....	25
Figura 2-12 - Preços médios mensais energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> (euros) base 100 2004.....	26
Figura 2-13 - Média móvel mensal preços <i>spot</i> energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> (euros) base 100 2004.....	27
Figura 2-14 - Energia transacionada no mercado ibérico por tecnologia .....	28
Figura 2-15 - Satisfação do consumo referido à emissão em Portugal .....	29
Figura 2-16 - Evolução preço diário <i>Brent</i> (EUR/bbl) desde 2014.....	30
Figura 2-17 - Preço de futuros petróleo <i>Brent</i> para entrega em dezembro de 2017 .....	31
Figura 2-18 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (índice 2011=100, com base na cotação EUR/ton).....	32
Figura 2-19 - Comparação dos preços do carvão (API2 CIF), do petróleo ( <i>Brent</i> ) e do gás natural (NBP) nos mercados <i>spot</i> (base 100=Jan/2011).....	33
Figura 4-1 - Evolução do preço médio mensal de mercado no pólo português .....	52
Figura 4-2 – Desvios em 2015 do <i>mark-up</i> das centrais com CAE .....	53
Figura 4-3 - Mecanismo de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia em 2015....	55
Figura 4-4 - Preço de mercado diário do MIBEL para os períodos horários (Cheias, Ponta e Vazio) e para todas as horas (base), em 2015 Média aritmética mensal.....	58
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 2015 Média mensal ponderada por volume negociado .....	59
Figura 4-6 - Desvios em 2016 do <i>mark-up</i> das centrais com CAE.....	63
Figura 4-7 - Quantidades produzidas previstas e estimadas.....	64
Figura 4-8 - Investimento a custos técnicos na atividade de Gestão Global do Sistema.....	65
Figura 4-9 - Compensação entre TSO .....	91
Figura 4-10 - Mecanismo de Incentivo ao Aumento da Disponibilidade dos Elementos da RNT e respetivos valores dos parâmetros para 2012-2014 .....	93
Figura 4-11 - Ajustamento do montante dos CMEC por parcela .....	113

Figura 4-12 - Produção das centrais com CMEC e índice de produtividade hidroelétrica .....	114
Figura 4-13 - Receita unitária definida no cálculo do valor inicial dos CMEC e no cálculo da revisibilidade .....	115
Figura 4-14 - Evolução do encargo de energia unitário das centrais com CMEC .....	116
Figura 4-15 - Margem unitária de exploração das centrais com CMEC .....	117
Figura 4-16 - Mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição.....	140
Figura 4-17 - Evolução das perdas verificadas nas redes de distribuição no seu referencial de saída .....	142
Figura 4-18 - Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição .....	143
Figura 4-19 - Componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2015 .....	146
Figura 4-20 - Componente 2 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2015 .....	148
Figura 4-21 - Evolução das quantidades da PRE por tecnologia .....	153
Figura 4-22 - Evolução do custo unitário PRE por tecnologia .....	154
Figura 4-23 - Peso de cada tecnologia no custo total da PRE .....	155
Figura 4-24 - Custo unitário variável das centrais térmicas da EDA (EUR/MWh).....	174
Figura 4-25 - Custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica ocorrido e previstos .....	175
Figura 4-26 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA.....	181
Figura 4-27 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS.....	183
Figura 4-28 - Cotação das licenças de CO <sub>2</sub> em mercado secundário (EEX) em 2015 .....	187
Figura 4-29 - Custos de transação de CO <sub>2</sub> na RAA.....	188
Figura 4-30 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA.....	195
Figura 4-31 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE.....	198
Figura 4-32 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA.....	204
Figura 4-33 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de CEE .....	206
Figura 4-34 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EDA de 2003 a 2017 .....	210
Figura 4-35 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM.....	218
Figura 4-36 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS.....	220
Figura 4-37 - Cotação das licenças de CO <sub>2</sub> em mercado secundário em 2015 (EEX) .....	225
Figura 4-38 - Custos de aquisição de licenças de emissão de CO <sub>2</sub> na RAM, 2015.....	226
Figura 4-39 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM .....	232
Figura 4-40- Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE.....	235
Figura 4-41 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM .....	240
Figura 4-42 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de CEE.....	243
Figura 4-43 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EEM .....	249

Figura 5-1 - Aspetos que condicionam os custos de referência para a atividade de CEE.....	253
Figura 5-2 - Caracterização da composição da amostra de comercializadores relativamente à dimensão .....	255
Figura 5-3 - Estrutura do custo de aquisição de eletricidade pelo CUR, em 2014 e 2015.....	261
Figura 5-4 - Preços médios de mercado mensais, de 2011 a 2015 .....	263
Figura 5-5 - Preços médios de mercado por hora, de 2011 a 2015 .....	265
Figura 5-6 - Consumos do CUR em 2014 e 2015 por períodos (I, II, III e IV) .....	267
Figura 5-7 - Consumos médios dos clientes do CUR, preços médio por hora, preço médio anual do mercado e custo médio anual de aquisição do CUR, entre 2013 e 2015.....	268
Figura 5-8 - Desvios de consumos do CUR e por hora, em 2014 e 2015 .....	269
Figura 5-9 - Desvios totais de consumos do CUR, em 2014 e 2015.....	270
Figura 5-10 - Custos totais com banda de regulação e resolução de restrições técnicas imputadas ao CUR, em 2014 e 2015 .....	271
Figura 6-1 - Evolução do consumo referido à emissão em Portugal continental.....	276

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Previsões para o deflator do PIB .....	11
Quadro 2-2 - Previsões das empresas para o deflator do PIB .....	11
Quadro 2-3 – Taxa de remuneração para 2015, 2016 e 2017.....	17
Quadro 2-4 - Taxas de juro e <i>spreads</i> .....	19
Quadro 2-5 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes .....	34
Quadro 3-1 - Proveitos permitidos em 2017 por atividade no Continente .....	35
Quadro 3-2 - Proveitos permitidos das Regiões Autónomas .....	36
Quadro 3-3 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2015 a refletir em 2017, no Continente .....	38
Quadro 3-4 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2015 a refletir em 2017, nas Regiões Autónomas.....	40
Quadro 3-5 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2016 a refletir em 2017, no Continente .....	42
Quadro 3-6 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2016 a refletir em 2017, nas Regiões Autónomas .....	43
Quadro 4-1 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE previsto para 2017.....	46
Quadro 4-2 - Principais pressupostos do cálculo do diferencial de custo previsto para 2017 .....	47
Quadro 4-3 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica.....	48
Quadro 4-4 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade CVEE do Agente Comercial em 2015.....	49
Quadro 4-5 – Desvios em 2015 do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE .....	50
Quadro 4-6 – Desvios em 2015 da produção das centrais com CAE .....	51
Quadro 4-7 – Desvios em 2015 do custo variável unitário de produção (sem CO <sub>2</sub> ) das centrais com CAE.....	51
Quadro 4-8 – Desvios em 2015 da receita unitária de venda da energia elétrica das centrais com CAE .....	52
Quadro 4-9 - Proveitos com o mecanismo de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia em 2015.....	55
Quadro 4-10 - Volumes de contratação nos diferentes referenciais de mercado.....	57
Quadro 4-11 - Valores parciais e cálculo do prémio PAM do incentivo CAE em 2015 .....	60
Quadro 4-12 - Proveitos Prémio de Adequação em Mercado em 2015 .....	60
Quadro 4-13 - Cálculo do ajustamento provisório da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, em 2016.....	61
Quadro 4-14 - Desvio do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE estimado para 2016.....	62
Quadro 4-15 - Pressupostos considerados.....	63
Quadro 4-16 - Custos de exploração líquidos de proveitos de exploração que não resultam da aplicação da tarifa de UGS.....	66
Quadro 4-17 - Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas .....	68
Quadro 4-18 - Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas referentes a 2006 e 2007 .....	68



Quadro 4-19 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos da Enondas.....	70
Quadro 4-20 – Montantes dos incentivos à garantia de potência e respetiva repercussão nos proveitos permitidos, desagregado por central .....	72
Quadro 4-21 - Proveitos permitidos na atividade de Gestão Global do Sistema.....	74
Quadro 4-22 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade GGS em 2015 .....	76
Quadro 4-23 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	77
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.....	78
Quadro 4-25 - Resumo ajustamento PPEC t-2 .....	81
Quadro 4-26 - Valor previsto do desvio da recuperação do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, pago durante o ano t-1.....	81
Quadro 4-27 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2016 da GGS.....	82
Quadro 4-28 - Imobilizado a custos de referência relativo a investimento transferido para exploração em 2016 e 2017 .....	84
Quadro 4-29 - Incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil.....	85
Quadro 4-30 - Evolução dos montantes referentes a limpeza de florestas .....	86
Quadro 4-31 - Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica.....	87
Quadro 4-32 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade TEE em 2015 .....	88
Quadro 4-33 - Cálculo dos custos incrementais em Tarifas de 2016 .....	89
Quadro 4-34 - Impacte da aplicação do mecanismo na base de ativos em 2015.....	90
Quadro 4-35 - Custos de natureza ambiental .....	92
Quadro 4-36 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2016 da TEE.....	94
Quadro 4-37 - Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial.....	97
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 2017 .....	98
Quadro 4-39 - Diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial referente a proveitos permitidos de 2016 .....	99
Quadro 4-40 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRE de 2013 a 2017 nos proveitos permitidos de 2017 a 2021.....	99
Quadro 4-41 - Amortização e juros da dívida tarifária .....	105
Quadro 4-42 - Financiamento da tarifa social referente a 2017 pelos produtores em regime ordinário.....	108
Quadro 4-43 - Ajustamento do montante dos CMEC .....	111
Quadro 4-44 - Estimativa para o ajustamento anual dos CMEC em 2016 (Revisibilidade) .....	119
Quadro 4-45 – Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2017 .....	121
Quadro 4-46 - Proveitos permitidos de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.....	122
Quadro 4-47 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte .....	124
Quadro 4-48 - Ajustamento da Tarifa Social de 2015.....	125

Quadro 4-49 - Ajustamento do financiamento da Tarifa Social referente a 2015 por produtores em regime ordinário.....	126
Quadro 4-50 - Ajustamento da Tarifa Social de 2016.....	127
Quadro 4-51 - Desagregação do ajustamento em 2016 da Tarifa Social por empresa .....	128
Quadro 4-52 - Custos com plano de reestruturação de efetivos .....	130
Quadro 4-53 - Montantes associados a outros planos de ajustamento de efetivos .....	131
Quadro 4-54 - Proveitos permitidos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica .....	132
Quadro 4-55 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica .....	134
Quadro 4-56 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	136
Quadro 4-57 - Evolução dos indutores de custos no OPEX.....	137
Quadro 4-58 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2016 da DEE .....	138
Quadro 4-59 - Parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2015-2017 .....	141
Quadro 4-60 - Concretização dos parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2015-2017.....	141
Quadro 4-61 - Aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição no período regulatório 2015-2017.....	142
Quadro 4-62- Valores dos parâmetros da Componente 1 do incentivo à melhoria de qualidade de serviço em vigor para 2015 .....	144
Quadro 4-63 - Determinação do valor de energia distribuída e da energia não distribuída, em 2015.....	145
Quadro 4-64 - Valores dos parâmetros da Componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2015.....	145
Quadro 4-65 - Valores dos parâmetros da Componente 2 do incentivo de qualidade de serviço em vigor para 2015.....	146
Quadro 4-66 - Determinação do valor SAIDI MT 5%.....	147
Quadro 4-67 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da sua procura.....	150
Quadro 4-68 - Custo de aquisição de energia elétrica à PRE .....	151
Quadro 4-69 - Ajustamentos do comercializador de último recurso no âmbito da função CVEE FC..	156
Quadro 4-70 - Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes.....	157
Quadro 4-71 - Desvios custos da PRE .....	158
Quadro 4-72 - Cálculo do ajustamento da função Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial .....	160
Quadro 4-73 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes.....	161
Quadro 4-74 - Custo médio de aquisição de energia elétrica pelo CUR.....	162
Quadro 4-75 - Condições de referência para a previsão do custo médio de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso em 2015.....	162
Quadro 4-76 - Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2.....	163
Quadro 4-77 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura.....	164

Quadro 4-78 - Cálculo do ajustamento na função de Compra e Venda de Energia Elétrica da produção em regime especial .....	165
Quadro 4-79 - Cálculo do ajustamento na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes .....	167
Quadro 4-80 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição .....	168
Quadro 4-81 - Proveitos permitidos à atividade de Comercialização .....	169
Quadro 4-82 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização .....	172
Quadro 4-83 - Custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EDA .....	174
Quadro 4-84 - Custo unitário dos combustíveis .....	175
Quadro 4-85 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo das tarifas de 2017 .....	177
Quadro 4-86 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo das tarifas de 2017 .....	177
Quadro 4-87 - Custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores do sistema independente .....	178
Quadro 4-88 - Custos da energia elétrica adquirida .....	178
Quadro 4-89 - Desagregação dos custos de exploração aceites pela ERSE .....	179
Quadro 4-90 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA.....	180
Quadro 4-91 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	182
Quadro 4-92 - Custos com aquisição de energia elétrica ao SIA .....	183
Quadro 4-93 - Custos com combustíveis previstos e verificados .....	184
Quadro 4-94 - Determinação dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais.....	185
Quadro 4-95 - Custo com transporte do fuelóleo dentro das ilhas .....	185
Quadro 4-96 - Determinação dos custos eficientes associados ao gasóleo e comparação com os custos reais.....	186
Quadro 4-97 - Cálculo do ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas .....	189
Quadro 4-98 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	190
Quadro 4-99 - Ajustamento da tarifa social.....	191
Quadro 4-100 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS .....	192
Quadro 4-101 - Ajustamento provisório da tarifa social .....	193
Quadro 4-102 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA .....	194
Quadro 4-103 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica .....	197
Quadro 4-104 - Energia entregue pelas redes da distribuição .....	199
Quadro 4-105 - Número médio de clientes .....	199
Quadro 4-106 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	200
Quadro 4-107 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE.....	201

Quadro 4-108 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA .....	203
Quadro 4-109 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica .....	205
Quadro 4-110 - Número médio de clientes .....	207
Quadro 4-111 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE.....	208
Quadro 4-112 - Proveitos permitidos à EDA para 2017.....	208
Quadro 4-113 - Proveitos permitidos à EDA, para 2017, excluindo ajustamentos de t-2 e de t-1 .....	209
Quadro 4-114 - Custo com a convergência tarifária da RAA.....	209
Quadro 4-115 - Proveitos permitidos em 2015 e ajustamentos em 2017, na RAA .....	211
Quadro 4-116 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo para tarifas de 2017 .....	214
Quadro 4-117 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo para tarifas de 2017 .....	215
Quadro 4-118 - Determinação do preço de gás natural implícito no cálculo para tarifas de 2017 .....	215
Quadro 4-119 - Custos aceites com outros combustíveis e lubrificantes em 2017 .....	215
Quadro 4-120 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM .....	217
Quadro 4-121 - Cálculo do ajustamento na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	219
Quadro 4-122 - Custos com a Aquisição de Energia Elétrica aos outros produtores do SPM.....	221
Quadro 4-123 - Custos Permitidos com a Aquisição de Energia Elétrica ao SIM .....	221
Quadro 4-124 - Aquisição de Energia Elétrica ao SIM .....	222
Quadro 4-125 - Comparação entre os custos com os combustíveis em 2015 previstos e ocorridos.....	222
Quadro 4-126 - Determinação dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais de 2015.....	224
Quadro 4-127 - Determinação dos custos eficientes associados ao gasóleo e comparação com os custos reais de 2015.....	224
Quadro 4-128 - Determinação dos custos eficientes associados ao gás natural e comparação com os custos reais de 2015.....	224
Quadro 4-129 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	227
Quadro 4-130 – Ajustamento da tarifa social .....	228
Quadro 4-131 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS .....	229
Quadro 4-132 - Ajustamento provisório da tarifa social .....	229
Quadro 4-133 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM.....	231
Quadro 4-134 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica .....	234
Quadro 4-135 - Energia entregue pelas redes de distribuição .....	235
Quadro 4-136 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	236
Quadro 4-137 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE.....	237
Quadro 4-138 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM .....	239
Quadro 4-139 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização de Energia Elétrica .....	242

Quadro 4-140 - Número médio de clientes .....	243
Quadro 4-141 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE.....	244
Quadro 4-142 - Proveitos permitidos da EEM.....	245
Quadro 4-143 - Proveitos permitidos da EEM, excluindo o ajustamento de t-2 .....	245
Quadro 4-144 – Ajustamento da EEM em 2015 .....	247
Quadro 4-145 - Custo com a convergência tarifária na RAM .....	248
Quadro 5-1 - Estatística descritivas .....	256
Quadro 5-2 - Matriz de correlações.....	256
Quadro 5-3 - Matriz de custos de referência para o conjunto de comercializadores ( <i>utilities</i> ).....	257
Quadro 5-4 - Matriz de custos de referência para os comercializadores de energia elétrica.....	258
Quadro 6-1 - Consumo referido à emissão .....	277
Quadro 6-2 - Balanço de energia elétrica da EDP Distribuição.....	278
Quadro 6-3 - Balanço de energia elétrica da EDA.....	279
Quadro 6-4 - Balanço de energia elétrica da EEM .....	281



## 1 INTRODUÇÃO

Os proveitos permitidos para as atividades reguladas a recuperar por aplicação das tarifas definidas para 2017 foram calculados nos termos do Regulamento Tarifário (RT) em vigor.

Os parâmetros e metodologias regulatórias aplicados no cálculo dos proveitos permitidos de 2017 foram explanados 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”, 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 2015 e 2016 para a definição de tarifas de 2017, 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 objetivos pretendidos aquando da definição das tarifas 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 2015 e os valores estimados para os custos com impacte nos proveitos permitidos de 2016.

Relativamente a 2015, 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 2015. Determinam-se e analisam-se as diferenças entre valores reais e provisórios e calculam-se os ajustamentos a considerar em cada atividade. De uma forma sucinta, os ajustamentos correspondem à diferença entre os proveitos permitidos definidos para uma atividade e os montantes recuperados pela empresa por aplicação da respetiva tarifa. Valores elevados de ajustamentos podem significar evoluções não previstas: i) nos custos da empresa ou ii) nas variáveis de faturação que compõem a respetiva tarifa.

No que se refere a 2016, 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 CAPEX<sup>1</sup> das atividades de Gestão Global do Sistema, Transporte de Energia Elétrica, Distribuição de Energia Elétrica, no Continente e das atividades

---

<sup>1</sup> *Capital expenditure*, de um modo geral correspondem aos custos com capital, isto é, a remuneração do investimento acrescida da amortização.

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, 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.

Os proveitos permitidos são apresentados nos capítulos 3 e 4 do presente documento 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.

No que diz respeito às previsões, em que assentam os proveitos permitidos, estas têm subjacentes as projeções efetuadas à data para a evolução do contexto económico e financeiro das atividades reguladas para 2017, 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 2017”, os preços dos combustíveis e da energia elétrica nos mercados grossistas, assim como o contexto macroeconómico. Os aspetos mais relevantes desses vetores são apresentados nos capítulos 2 e 6 deste documento. No exercício de definição dos proveitos permitidos, são igualmente consideradas as previsões das empresas para os seus custos de investimentos e de exploração, sendo esta análise efetuada à luz das metodologias regulatórias estabelecidas para cada atividade e dos parâmetros em vigor.

O documento incorpora, igualmente, no capítulo 5, análises complementares efetuadas em variáveis críticas das atividades sujeitas à regulação. A autonomização dessas análises num capítulo individualizado justifica-se porque as suas conclusões podem ter impactes transversais no processo de definição dos proveitos permitidos, como são os casos da análise aos preços de transferência das operações intragrupo e a definição do cálculo das rendas de concessão dos municípios em BT das Regiões Autónomas, ou ainda porque a legislação em vigor refere, expressamente, que as variáveis em causa devem ser definidas ou analisadas pela ERSE, como sucede com os custos de referência da atividade de comercialização e com a aquisição de energia pelo CUR para fornecimentos aos seus clientes.



No final do documento, no capítulo 7, é feita uma avaliação da informação recebida por parte das empresas reguladas para cálculo dos proveitos permitidos, no que se refere à sua qualidade e aos prazos de envio. Importa sublinhar que as empresas reguladas têm obrigações de prestação de informação que estão consagradas na lei e na regulamentação da ERSE. A prestação de informação correta e dentro dos prazos definidos regulamentarmente é uma etapa essencial no processo de cálculo de proveitos, permitindo à ERSE ter o conforto necessário para a sua boa execução.



## **2 PRESSUPOSTOS**

### **2.1 ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES COM IMPACTE NOS PROVEITOS PERMITIDOS DE 2017**

Durante o ano de 2016, verificaram-se pontuais alterações legislativas e regulamentares que deverão ser consideradas no cálculo dos proveitos permitidos das atividades reguladas para 2017 cuja descrição sumária consta no quadro que de seguida se apresenta:

Diploma	Descrição	Atividade regulada	Efeitos
<b>Diretiva n.º 3/2016, de 15 de janeiro</b>	Prorroga até 31 de dezembro de 2017 o regime estabelecido pela Diretiva n.º 3/2013, de 27 de fevereiro, relativa à comercialização de último recurso.	Comercialização	Não mensurável
<b>Diretiva n.º 4/2016, de 16 de fevereiro</b>	Define o valor de determinados parâmetros a aplicar nos termos da Portaria n.º 279/2011, de 17 de outubro, relativa à metodologia de cálculo de taxa de remuneração a aplicar à transferência intertemporal de proveitos permitidos referentes aos sobrecustos com a aquisição de eletricidade a produtores em regime especial.	Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	Redução de proveitos a recuperar pela tarifa de UGS
<b>Portaria n.º 42-A/2016, de 9 de março</b>	Define a tarifa de referência aplicável à eletricidade vendida na sua totalidade à rede elétrica de serviço público (RESP), oriunda de unidades de pequena produção (UPP) que utilizam fontes de energia renovável.	Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	Sem impacto direto em proveitos
<b>Diretiva n.º 7/2016, de 11 de março</b>	Aprova as normas complementares de relato económico-financeiro para efeitos de cálculo tarifário nos termos do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.	Todas as atividades	Sem impacto direto em proveitos

Diploma	Descrição	Atividade regulada	Efeitos
<b>Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março</b>	Aprova o Orçamento do Estado.	Gestão Global do Sistema	Acréscimo de proveitos a recuperar pela tarifa de UGS, pela inclusão nas tarifas das rendas de concessão das RAs
<b>Lei n.º 7-B/2016, de 31 de março</b>	Aprova as Grandes Opções do Plano para 2016 -2019.	Todas as atividades	Sem impacto direto em proveitos
<b>Despacho n.º 10840/2016, de 5 de setembro</b>	Mantém até ao final da vigência do mecanismo de revisibilidade anual dos CMEC, o mecanismo de cálculo de preços de serviços de sistema e de proporcionalidade de quantidades oferecidas pelas centrais com CMEC.	Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte	Sem impactes nos proveitos a recuperar pelas tarifas
<b>Despacho n.º 11946-A/2016, de 6 de outubro</b>	Fixa o desconto a aplicar nas tarifas sociais de Tarifas de Venda a Clientes Finais de eletricidade, aplicável a partir de 1 de janeiro de 2017.	Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	Redução dos proveitos a recuperar pela tarifa de UGS

Diploma	Descrição	Atividade regulada	Efeitos
<b>Portaria n.º 262-A/2016, de 10 de outubro</b>	Procede à alteração da Portaria n.º 279/2011, de 17 de outubro, com a redação dada pela Portaria n.º 146/2013, de 11 de abril, a partir do ano de 2017, e define os valores dos fatores a aplicar para efeitos da remuneração do alisamento quinquenal dos proveitos permitidos para o ano de 2017.	Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	Redução da taxa face à taxa definida na remuneração do alisamento quinquenal dos proveitos permitidos para o ano de 2016
<b>Portaria n.º 268-A/2016, de 13 de outubro</b>	Procede à alteração da Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, com as alterações introduzidas pelas Portarias n.os 1308/2010, de 23 de dezembro, 71/2011, de 10 de fevereiro, 200/2012, de 2 de julho, 215-A/2013, de 1 de julho e 221/2015, de 24 de julho e define os critérios de elegibilidade para efeitos de remuneração da interruptibilidade.	Uso Global do Sistema	Redução, expectável, de proveitos a recuperar pela tarifa de UGS

Diploma	Descrição	Atividade regulada	Efeitos
<b>Portaria n.º 268-B/2016, de 13 de outubro</b>	Aprova o dever de dedução pelo CUR do Sistema Elétrico Nacional da energia elétrica produzida em regime especial que beneficia de remuneração garantida, dos valores recebidos pelos centros eletroprodutores que beneficiaram cumulativamente de apoios à promoção e ao desenvolvimento das energias renováveis através de outros apoios públicos.	Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	Redução de proveitos a recuperar pela tarifa de UGS

## 2.2 VARIÁVEIS MONETÁRIAS

Os valores dos proveitos permitidos para 2017 para as atividades das empresas reguladas são calculados com base em pressupostos definidos 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 2017", destacam-se as seguintes pelo seu impacto 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. Trata-se de um indicador de periodicidade anual que integra os preços de todos os bens e serviços que existem numa economia.

Este indicador, não tendo por base um cabaz fixo de bens e serviços como o Índice de Preços no Consumidor, reflete, automaticamente, o efeito inflação resultante de 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.

Assim, tal como nos anos anteriores, o deflator do PIB é utilizado para atualizar os custos, os proveitos e os investimentos para o ano de 2017.

As previsões de organismos nacionais e internacionais para o deflator do PIB, para Portugal em 2016 e 2017, são apresentadas no Quadro 2-1.



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

Unidade: %

	FMI	CE	OCDE
2016	1,7	1,4	1,2
2017	1,3	1,5	1,0

Fontes: FMI – Portugal: 2016 *Article IV Consultation, Country Report* No. 16/300, set.2016; Comissão Europeia (CE) - Previsões económicas, Maio 2016; OCDE - *Economic Outlook* N. 99, junho 2016; P - Previsões.

As previsões das empresas para 2016 e 2017 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
2016	2,1	1,5	1,5	1,0	0,7
2017	1,6	1,4	1,4	1,5	1,2

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

O IPIB adotado pela ERSE para 2017 é de 1,5% e corresponde à previsão da Comissão Europeia, de maio de 2016.

O IPIB adotado pela ERSE para 2016, definido no Regulamento Tarifário em vigor, corresponde à variação terminada no segundo trimestre de 2016 publicada pelo INE, cujo valor é 2,2%.

**SPREAD A APLICAR AOS AJUSTAMENTOS DE 2016**

O Regulamento Tarifário em vigor estabelece que seja aplicado um *spread* para cada ano de cálculo dos ajustamentos dos proveitos permitidos. Neste sentido, na definição do *spread* a aplicar aos ajustamentos de 2016 (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, que se justificou pela relativa estabilização do enquadramento financeiro e macroeconómico nacional e pela política monetária do BCE. 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, atingindo níveis historicamente baixos em março de 2015. No entanto as *yields* voltaram a subir moderadamente desde então devido, numa primeira fase, ao cenário de potencial *Grexit* verificado no início do verão de 2015 e, mais recentemente, à incerteza política verificada em Portugal e às dúvidas em torno da execução orçamental, suportadas também pela recente decisão do Reino Unido de sair da União Europeia (*Brexit*).

Observa-se assim que as *yields* das OTs continuam a revelar sensibilidade relativamente a qualquer alteração ligeira de cenário económico-financeiro nacional e/ou internacional, como, por exemplo, às alterações de política monetária do BCE<sup>2</sup>.

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



Fonte: ERSE, Reuters

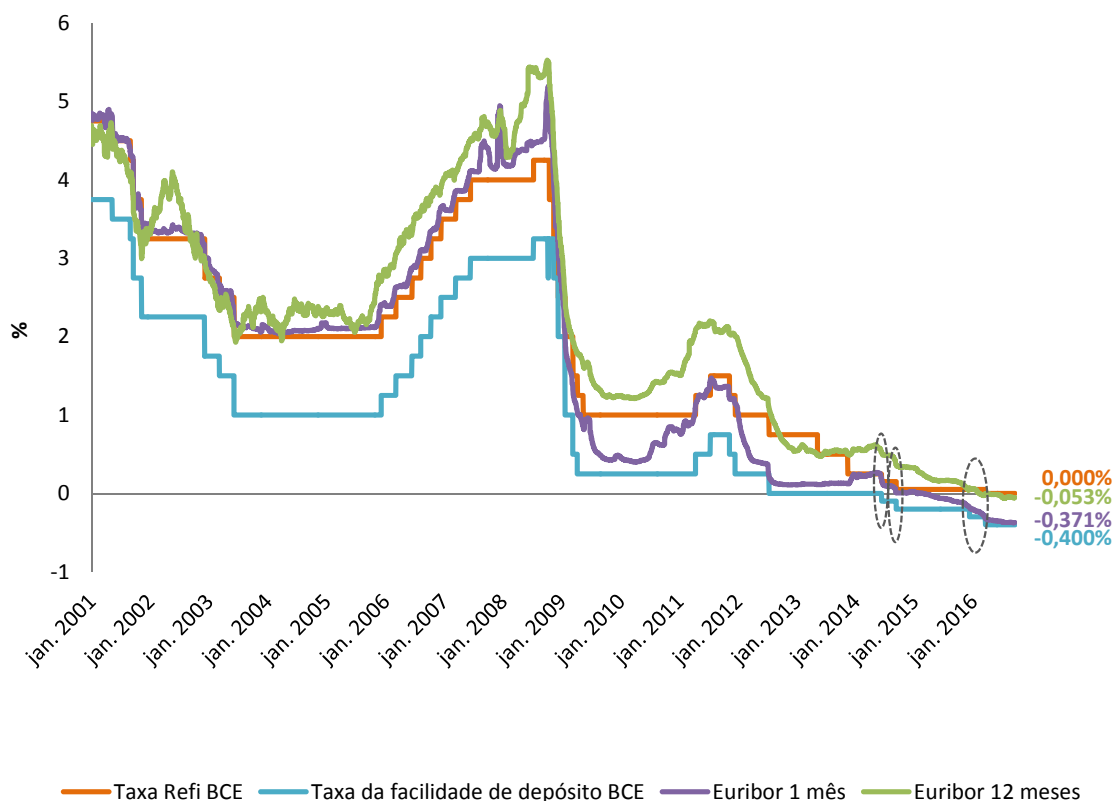
Em termos de política monetária e evolução das taxas de juro do mercado monetário interbancário, pode-se observar na Figura 2-2 a evolução das taxas *refi*<sup>3</sup> e da facilidade de depósito do BCE e das taxas Euribor a 1 e 12 meses. Nesta figura destacam-se 3 movimentos de queda das taxas de juro

<sup>2</sup> Tal como sucedeu no início de março de 2016, com o anúncio de um pacote de medidas expansionistas mais agressivo do que o esperado.

<sup>3</sup> Taxa de juro do BCE aplicável às operações principais de refinanciamento do Eurosistema.

Euribor na sua evolução mais recente: uma queda em junho de 2014, outra descida em setembro de 2014 e uma nova quebra em março de 2016. Estes movimentos foram fruto das alterações de política monetária do BCE, dos quais se destacam os cortes registados em março de 2016 da taxa *refi* para 0,00% e da taxa de facilidade de depósito para -0,40%, assim como o anúncio de um pacote de medidas expansionistas (*quantitative easing*) mais agressivo que o esperado

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



Fonte: ERSE, Reuters

Desde o início de 2016, as cotações mais elevadas para as Euribor a 1 e 12 meses corresponderam a -0,205% e 0,060%, respetivamente, e as cotações mais baixas para as Euribor a 1 e 12 meses corresponderam a -0,373% e -0,063%, respetivamente.

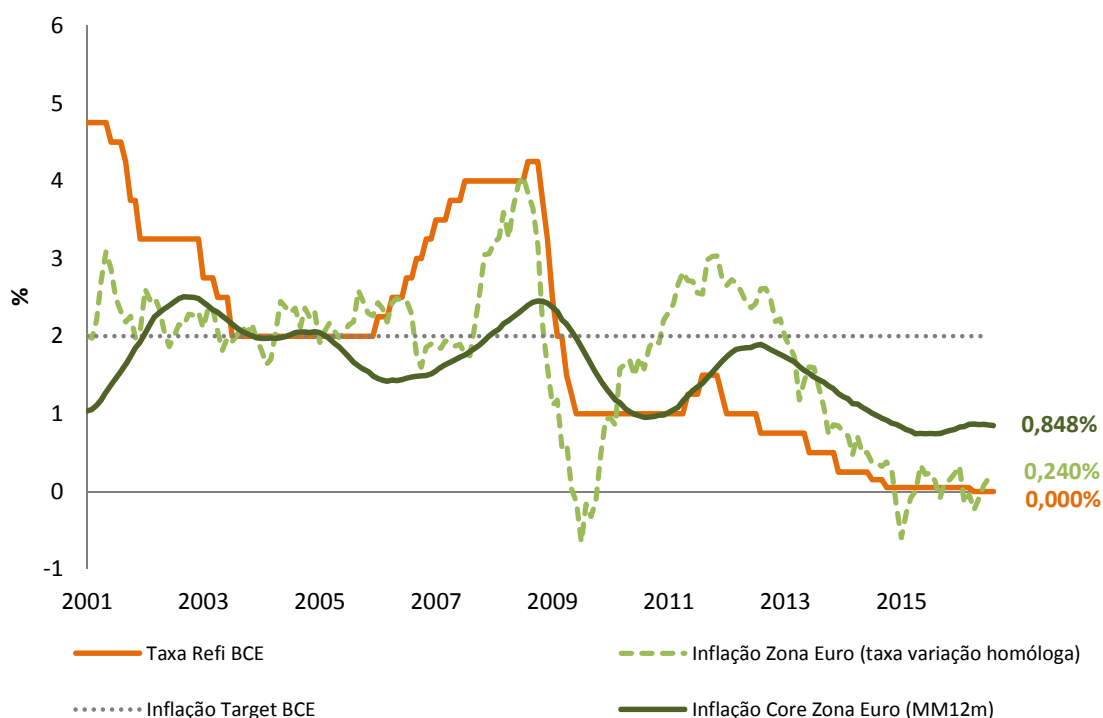
Continua a ser expectável que estes níveis de taxas de juro historicamente baixas se possam prolongar por um período de tempo alargado, dado os atuais níveis de (des)inflação da Zona Euro e dos programas de compra de dívida anunciados pelo BCE.

As decisões de política monetária procuram 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 ainda está longe dos atuais níveis de inflação.

A inflação média anual *core* da Zona Euro encontra-se ainda abaixo de 1%, embora com uma ligeira tendência de subida, sendo o risco de desinflação ainda uma possibilidade, o que continua a preocupar os responsáveis do BCE pela política monetária da Zona Euro.

Na Figura 2-3 *infra* pode-se observar que a inflação média anual se mantém, nesta primeira metade de 2016, em valores muito baixos, tendo registado um valor de 0,85% em agosto, sendo a variação homóloga da inflação de 0,24%.

Figura 2-3 - Taxas *refi* e inflação



Fonte: ERSE, Reuters

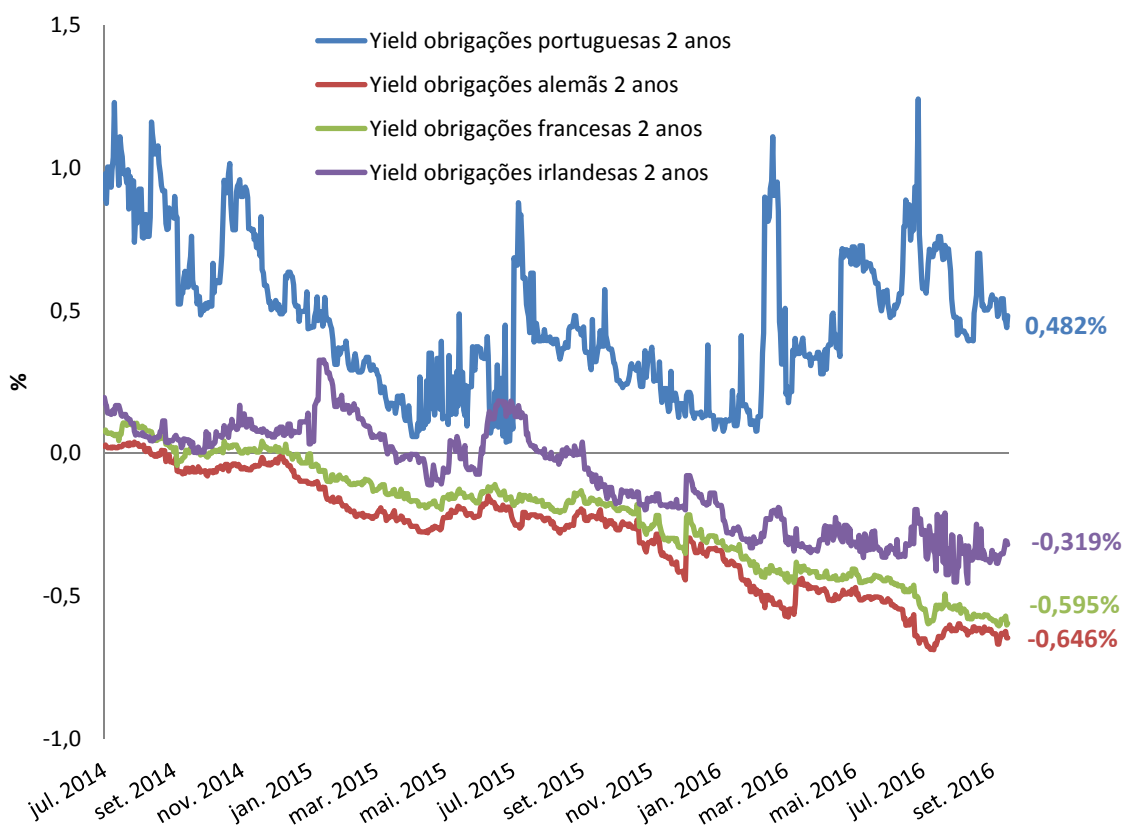
Não se verificando ainda uma situação de deflação, esta é, no entanto, uma ameaça que continua a ser fortemente considerada, tendo sido um dos principais fatores que levaram ao anúncio do início das operações de compra de dívida por parte do BCE, em janeiro de 2015, no âmbito do seu programa de *Quantitative Easing* (QE). Este programa de aquisição mensal de títulos de dívida foi posteriormente alargado, com vista a elevar as expectativas de inflação e estimular a concessão de crédito e, desta forma, combater a ameaça de deflação.

Assim, na atual conjuntura, e tendo em conta 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.

Importa, igualmente, destacar a diminuição do diferencial das *yields* das obrigações portuguesas com maturidade a 2 anos face às *yields* das obrigações alemãs com mesma maturidade, com especial

enfoque no primeiro semestre de 2015 e posterior alargamento durante a primeira metade de 2016 (Figura 2-4). Após um mínimo histórico de 0,04% observado no final de junho de 2015, as *yields* das obrigações portuguesas a 2 anos têm vindo a registar uma tendência de subida até um máximo de 2016 em junho (1,24%) e posterior descida para 0,5% no final de agosto deste ano.

**Figura 2-4 - Yields das obrigações a 2 anos de Portugal, Alemanha, França e Irlanda**



Fonte: ERSE, Reuters

Assim, apesar de se verificar uma situação de *yields* baixas, permanece, contudo, um cenário de incerteza e volatilidade, com a economia portuguesa e o sistema financeiro a encontrarem-se, ainda, numa situação de fragilidade, que se reflete, nomeadamente, no facto de a dívida soberana portuguesa se manter com *ratings* ainda bastante baixos (a Fitch Ratings, a Moody's e a Standard & Poor's continuam a atribuir um *rating Not prime/Non-investment grade*).

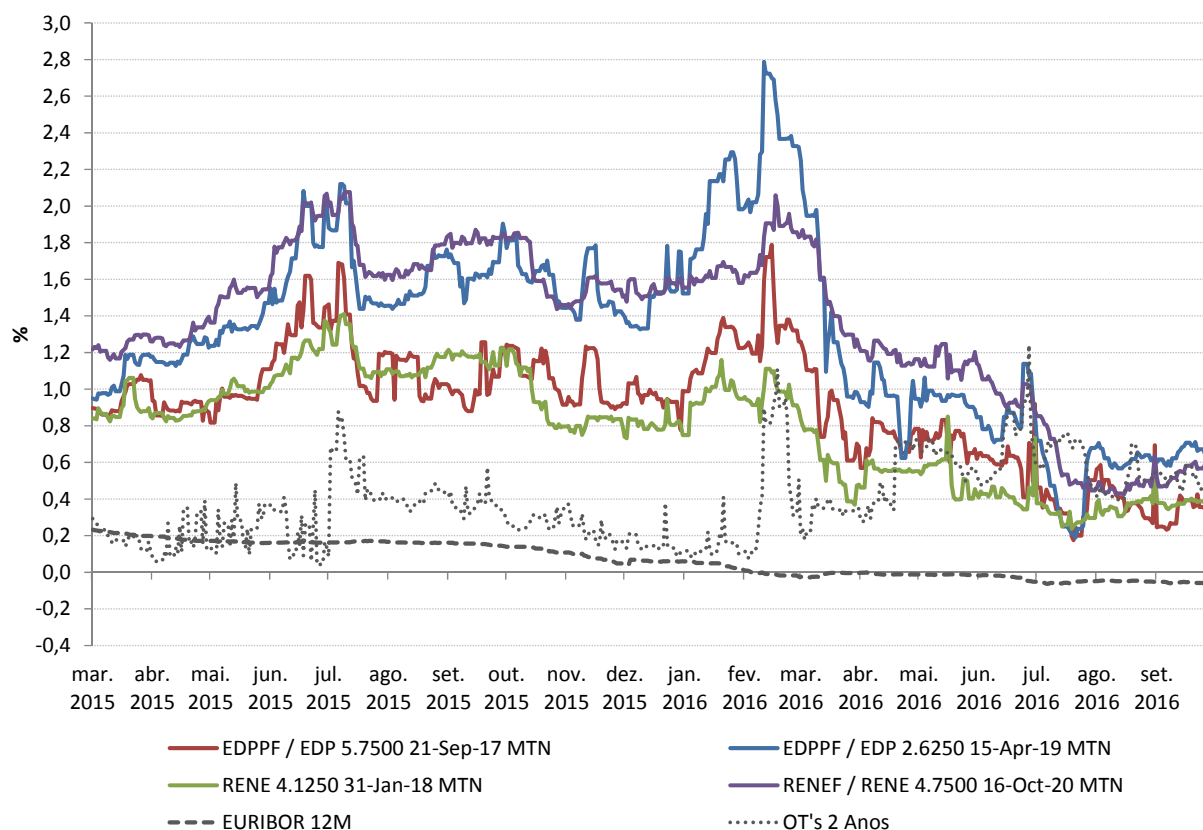
Na Figura 2-5 podemos observar a evolução das *yields* das obrigações da EDP e da REN de mais curto prazo. A evolução das *yields* destas obrigações reflete as condições de financiamento das empresas. Observa-se que a contínua e persistente tendência de queda da Euribor registada anteriormente não tem tido um reflexo da mesma ordem de grandeza na evolução destas condições de financiamento.

Assim, para fazer face ao desacoplamento existente entre as condições financeiras no conjunto da Europa e em Portugal, entende-se que se justifica um ligeiro aumento do valor do *spread* para 2016,

passando para um valor de 0,75 pp (pontos percentuais), superior ao *spread* do ano 2015 que foi definido para um valor de 0,5 pp (que passa a ser o *spread* para t-2).

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 2016 (t-1), é de 0,75 pp.

**Figura 2-5 - Yields das obrigações a 2 anos de Portugal, Euribor a 12 meses e yields de obrigações de maturidades entre 1 e 4 anos de EDP e REN**



Fonte: ERSE, Reuters

### TAXAS DE REMUNERAÇÃO DOS ATIVOS

As taxas de remuneração dos ativos resultam da metodologia de indexação constante do documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”. O impacto da indexação do custo de capital nos proveitos permitidos das atividades reguladas efetua-se *a posteriori*, através dos respetivos ajustamentos, no âmbito do Regulamento Tarifário.

Com base nas características do mecanismo de indexação, calcularam-se os valores do custo de capital final para 2015 e 2016, e as previsões para 2017, tendo em conta os últimos valores disponíveis.

De seguida são explicitados os impactes no custo de capital da EDPD e da REN:

**Quadro 2-3 – Taxa de remuneração para 2015, 2016 e 2017**

	2015		2016		2017
	Tarifas	Final	Tarifas	Final	Tarifas
Taxa de remuneração da EDPD, a aplicar aos ativos das atividades de DEE, CVEE e Comercialização	6,75%	6,34%	6,34%	6,48%	6,48%
Taxa de remuneração da REN, a aplicar aos ativos das atividades de TEE, GGS e AEEGS (EDA, EEM)	6,40%	5,99%	5,99%	6,13%	6,13%
Variação da taxa de remuneração dos ativos por aplicação do mecanismo de indexação, face à taxa definida no início do período regulatório 2015-2017 <sup>4</sup> (Tarifas 2015)		-0,41pp	-0,41pp	-0,27pp	-0,27pp
Variação da taxa de remuneração dos ativos face ao valor definido em Tarifas		-0,41pp		0,14pp	

Os valores das taxas de remuneração finais para o ano de 2015 do setor elétrico ficaram definidos em 6,34% para a EDPD e em 5,99% para a REN. As taxas de remuneração definitivas de 2015 são, assim, 0,41pp mais baixas do que as taxas de remuneração consideradas em Tarifas de 2015. No que diz respeito ao custo de capital para o ano de 2016 do setor elétrico, as taxas finais para 2016 são 0,14pp mais altas do que as previstas nas Tarifas de 2016, com um valor de 6,48% para a EDPD e de 6,13% para a REN.

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

O Despacho nº 11566-B/2015 de 15 de outubro, da Secretaria de Estado da Energia, publicado 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 um conjunto de parâmetros para cálculo da 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, na redação do Decreto-Lei nº 178/2015, de 27 de agosto. Por remissão da Portaria n.º 279/2011, de 17 de outubro a ERSE fixou para o ano 2016, através da Diretiva n.º 4/2016, de 16 de fevereiro, os valores definitivos de parâmetros adicionais para determinação da taxa a aplicar à

<sup>4</sup> Calculada de acordo com a metodologia constante do documento “ Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”.

transferência intertemporal nos proveitos permitidos dos sobrecustos com aquisição de eletricidade a produtores em regime especial, aludidos no artigo 96.º do Regulamento Tarifário.

Por aplicação da referida metodologia, a taxa de juro para 2016, a título definitivo é de 2,2399%. Para 2017, e por aplicação da metodologia definida na Portaria nº 262-A/2016, de 10 de outubro (que procede à alteração da Portaria nº 279/2011, de 17 de outubro, com a redação dada pela Portaria nº 146/2013, de 11 de abril), a taxa aplicada a título definitivo é de 1,8784%.

#### **CONJUNTO DAS TAXAS DE JURO E SPREADS A APLICAR NO CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS EM 2017**

No seguimento do referido, o Quadro 2-4 apresenta as taxas de juros e *spreads* utilizadas no cálculo dos proveitos permitidos para 2017.



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

	2017
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de 2015, para cálculo dos ajustamentos de 2015	0,17%
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11, para cálculo dos ajustamentos de 2015 e de 2016	-0,03%
<i>Spread</i> no ano 2015 para cálculo dos ajustamentos de 2015	0,50 p.p.
<i>Spread</i> no ano 2016 para cálculo dos ajustamentos de 2016 e dos ajustamentos de 2015	0,75 p.p.
Taxa de juro EURIBOR a três meses, no último dia de junho de 2016, para cálculo das rendas dos défices tarifários acrescida de <i>spread</i>	-0,29%
<i>Spread</i> dos défices de 2006 e 2007	0,50 p.p.
<i>Spread</i> para a dívida titularizada ao abrigo do DL n.º165/2008	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 2016	2,2399%
Taxa definitiva aplicável para o alisamento quinquenal do sobrecusto com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, referente a tarifas de 2017	1,8784%
Taxa média de financiamento da EDP – Energias de Portugal, SA, aplicável ao saldo acumulado da conta de correção de hidráulicidade para 2015	4,7%

## 2.3 CUSTOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

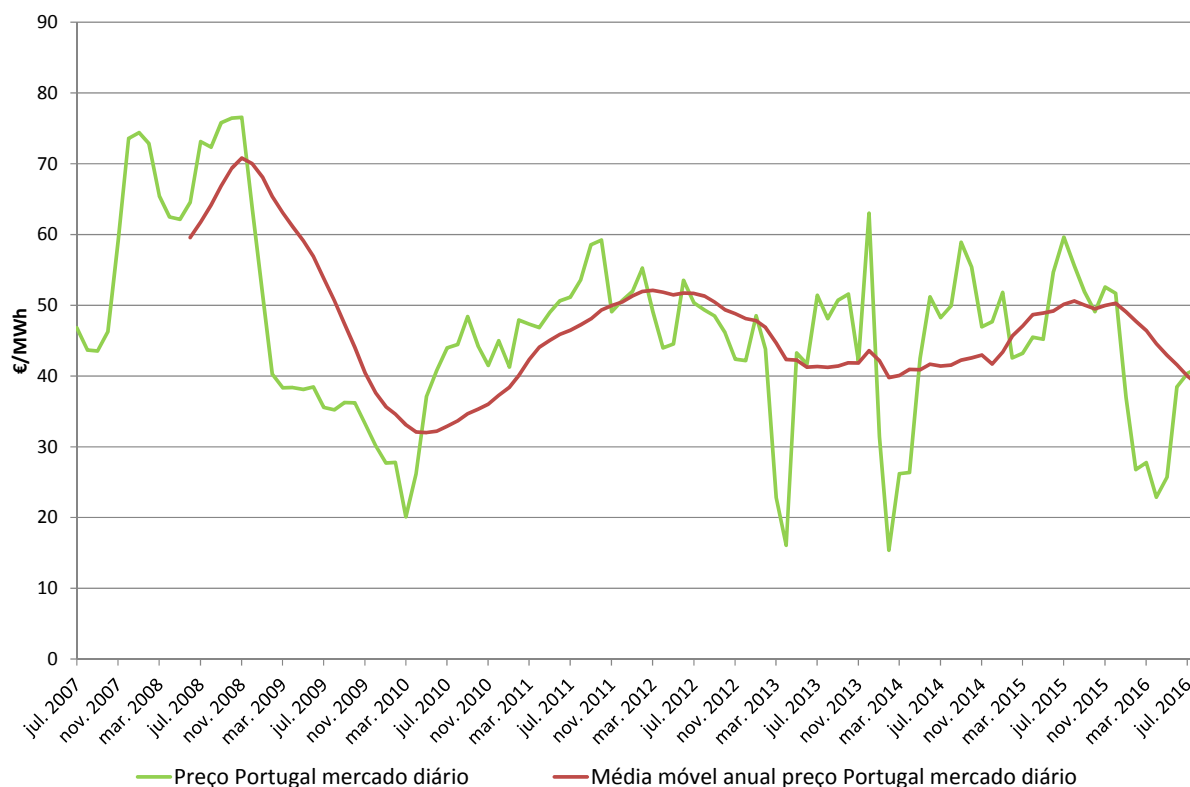
### EVOLUÇÃO DOS PREÇOS EM PORTUGAL E ESPANHA

O preço médio mensal da energia elétrica no mercado diário<sup>5</sup> da OMEL para Portugal tem evoluído de uma forma descontínua, apresentando uma grande volatilidade, que decorre em grande parte de fatores sazonais, designadamente os fatores climáticos. O preço médio entre janeiro e outubro de 2016 fixou-se em torno de 35,7 €/MWh. Em termos de média móvel anual, desde o início de 2011 que a evolução

<sup>5</sup> Média aritmética mensal dos preços horários do mercado diário.

do preço da energia elétrica apresenta uma relativa estabilidade de valores num intervalo de preços entre os 40 €/MWh e os 52 €/MWh. Registe-se, contudo, que se assistiu a uma ligeira diminuição da média móvel dos preços de energia elétrica nos meses mais recentes (Figura 2-6).

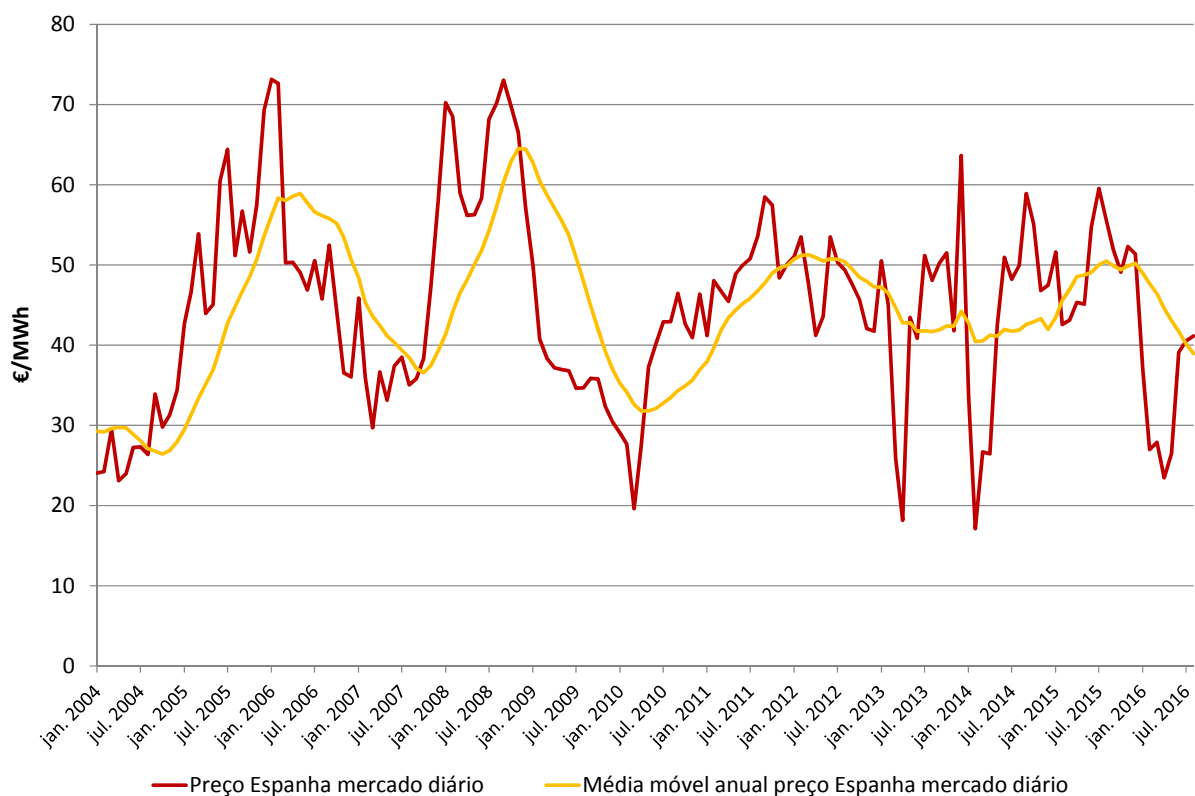
**Figura 2-6 - Preços médios do mercado diário em Portugal**



Fonte: ERSE, OMEL

No caso do mercado espanhol, e para um maior período de análise, observa-se uma tendência semelhante (Figura 2-7).

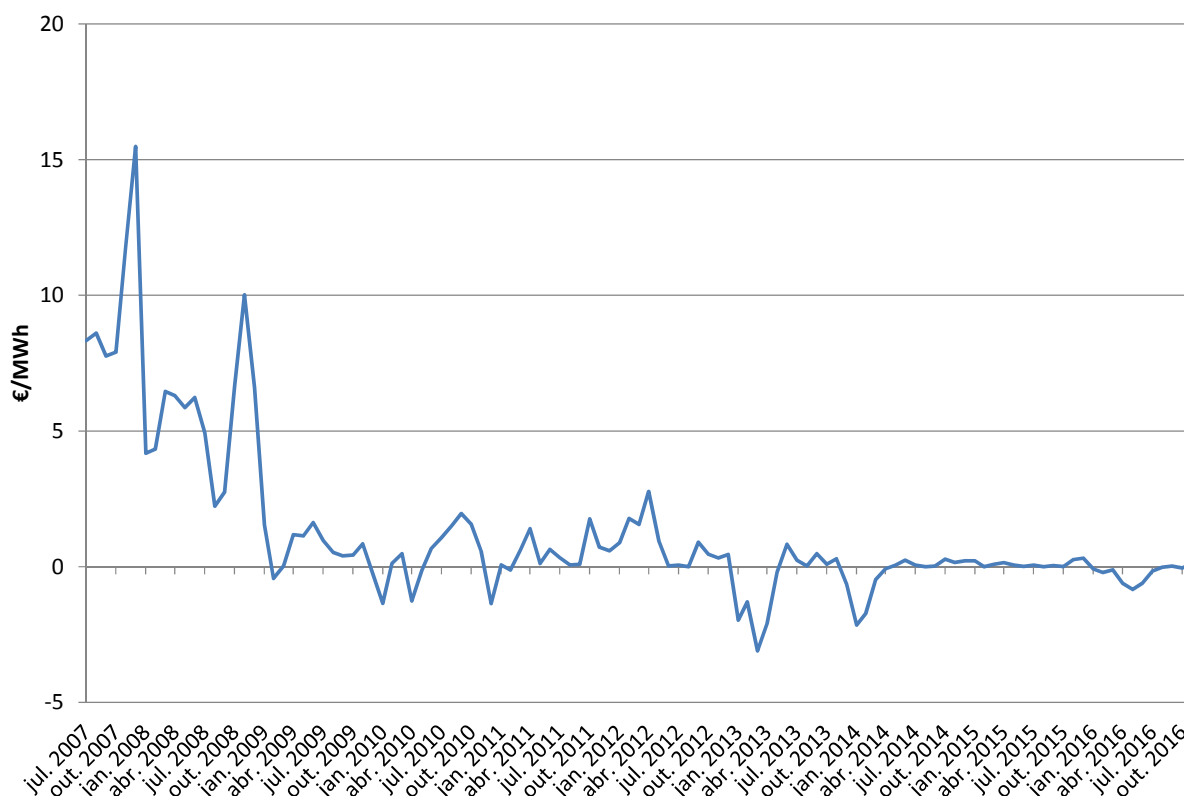
Figura 2-7 - Preços médios do mercado diário em Espanha



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 um diferencial de preços em torno de zero, tendo contudo registado um ligeiro afastamento deste equilíbrio no segundo trimestre de 2016, como se pode observar na Figura 2-8.

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

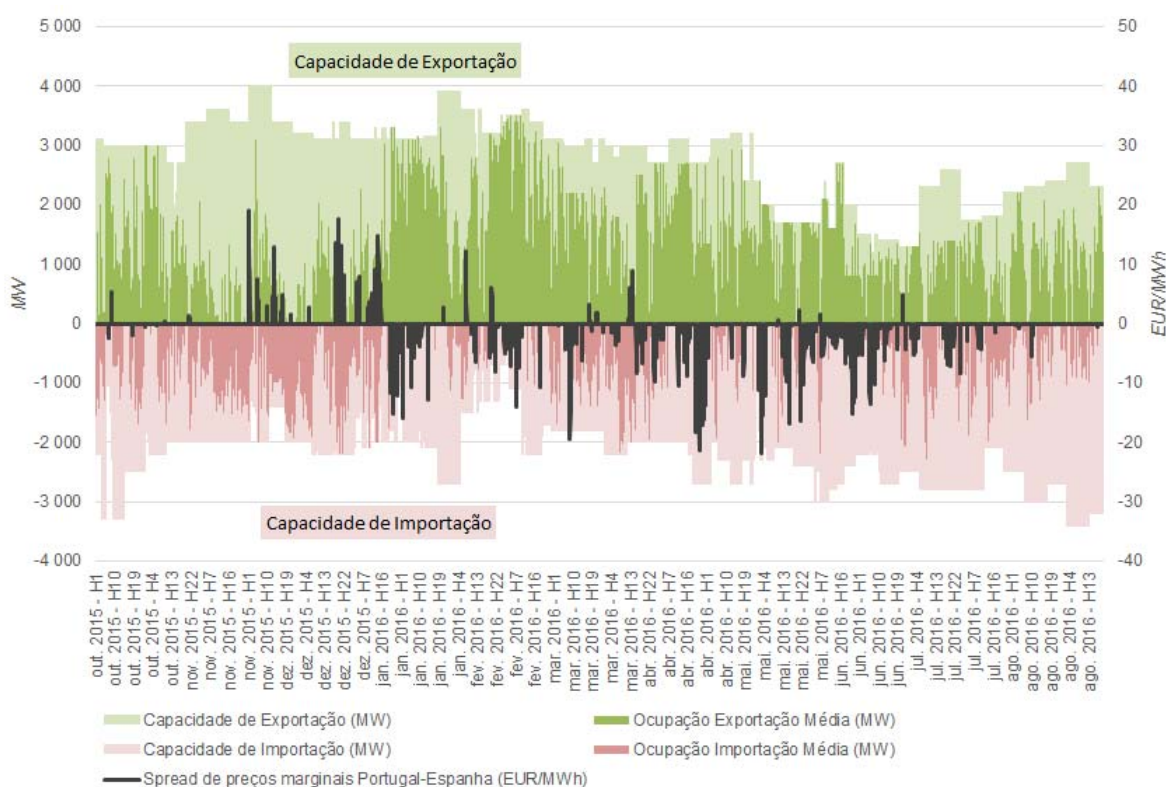


Fonte: ERSE, OMEL

Face à atual integração dos mercados, cuja tendência deverá intensificar-se com o reforço da interligação das redes de transporte de Portugal e Espanha na fronteira do Minho, com entrada em exploração prevista para 2018, 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.

A Figura -2-9, que apresenta, em base horária, a capacidade de interligação disponível na fronteira Portugal-Espanha e a sua utilização, permite constatar a relação direta entre as restrições de capacidade e a existência de diferencial de preços entre os mercados grossistas de Espanha e de Portugal. Nota-se o caso particular do segundo trimestre de 2016, acima referido, em que ocorreu uma redução para cerca de metade na capacidade de interligação no sentido Portugal-Espanha (exportação, indicado com a cor verde na figura), o que originou, neste período, um aumento das horas em que ocorreu separação de preços entre o mercado português e o mercado espanhol.

**Figura -2-9 - Efeito de restrições de capacidade de interligação no diferencial de preços entre Portugal e Espanha**

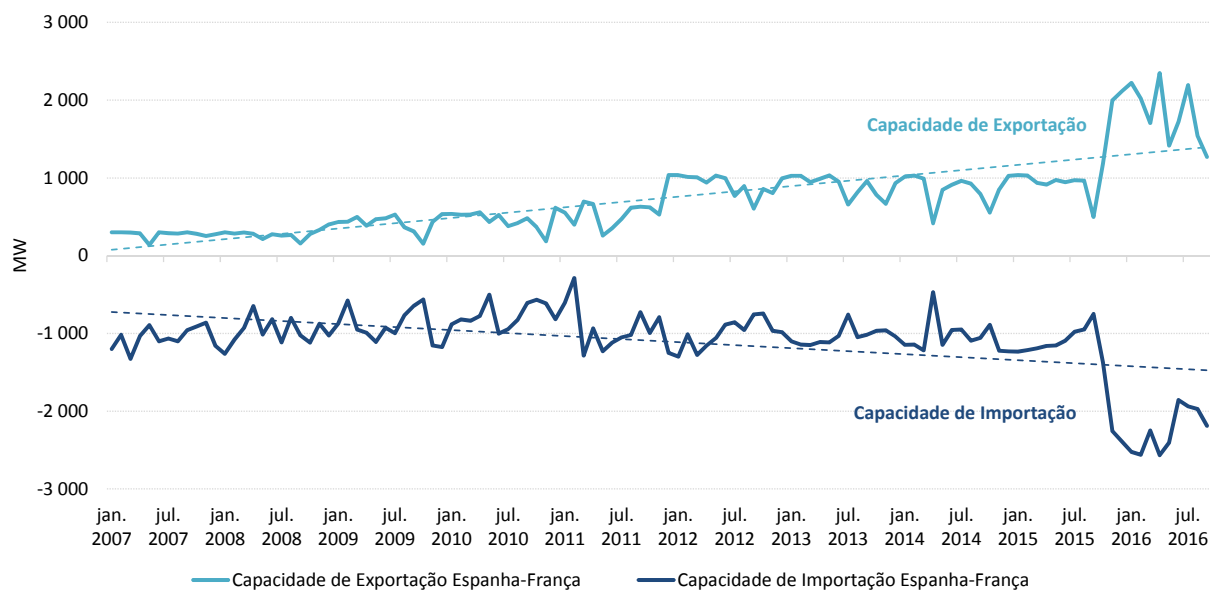


Fonte: ERSE, OMEL

Ainda assim, os *spreads* de preços observados nos últimos 2 anos entre Portugal e Espanha mostram que as separações de preços entre os mercados português e espanhol são, de um modo geral, situações temporárias, resultantes, por exemplo, de intervenções na rede do lado espanhol. Pelo contrário, entre a Ibéria e os restantes mercados europeus tem existido, sistematicamente, nos últimos anos uma elevada percentagem de horas com diferencial não desprezável.

No que respeita à interligação entre Espanha e França, assinala-se a entrada em exploração comercial em outubro de 2015 de uma linha em corrente contínua e respetivas subestações de conversão AC/DC, que permitiu duplicar a capacidade de interligação na fronteira entre Espanha e França, de 1400MW para 2800MW, facto que é perceptível na Figura -2-10 *infra*.

**Figura -2-10 - Capacidade de interligação entre Espanha e França**

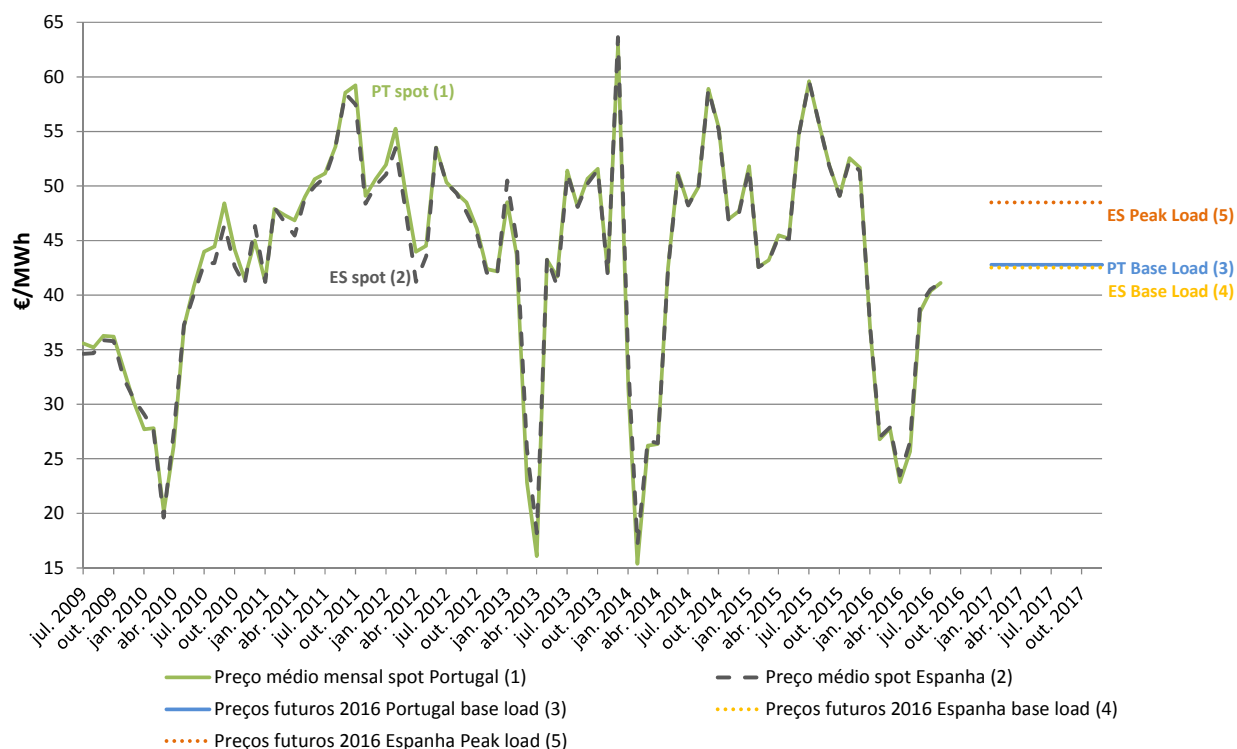


Fonte: ERSE, OMEL

No entanto, os últimos dados à disposição não permitem concluir que estes reforços tenham sido suficientes para alterar o diferencial de preços entre a Ibéria e a França após o reforço desta interligação.

Em termos de previsões para 2017, os preços dos contratos de futuros no OMIP para entregas em 2017 apontam para a subida dos preços de energia face aos valores registados em 2016, para 43 €/MWh no que diz respeito a contratos *base load*, para valores próximos dos 49 €/MWh nos contratos *peak load* (Figura 2-11).

**Figura 2-11 - Evolução do preço *spot* e dos mercados de futuros**



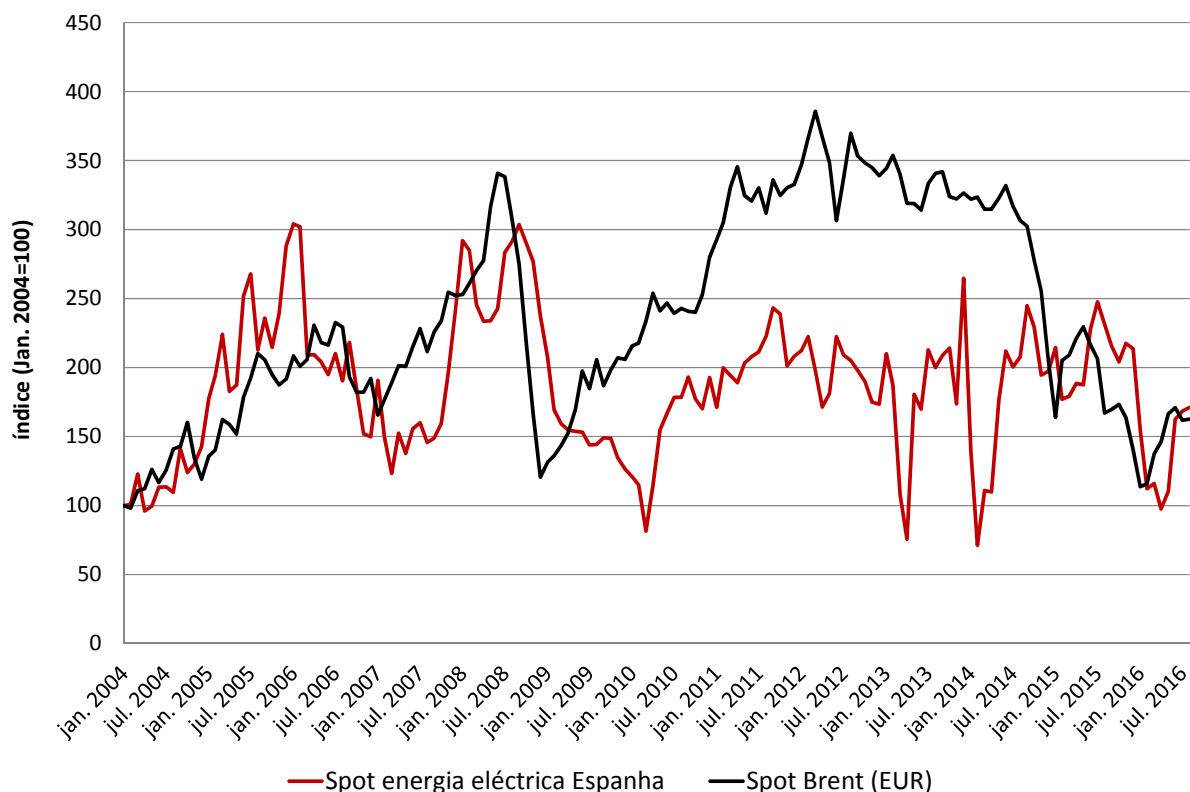
Fonte: ERSE, OMIP

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, principalmente até 2009 (Figura 2-12). Desde então, verificou-se uma ligeira diminuição da correlação entre estes dois preços, tendo-se observado uma nova aproximação a partir de 2015 entre a evolução dos preços de energia elétrica no mercado *spot* ibérico e a evolução do preço do petróleo.

**Figura 2-12 - Preços médios mensais energia elétrica em Espanha e Brent (euros)  
base 100 2004**



Fonte: ERSE, OMEL

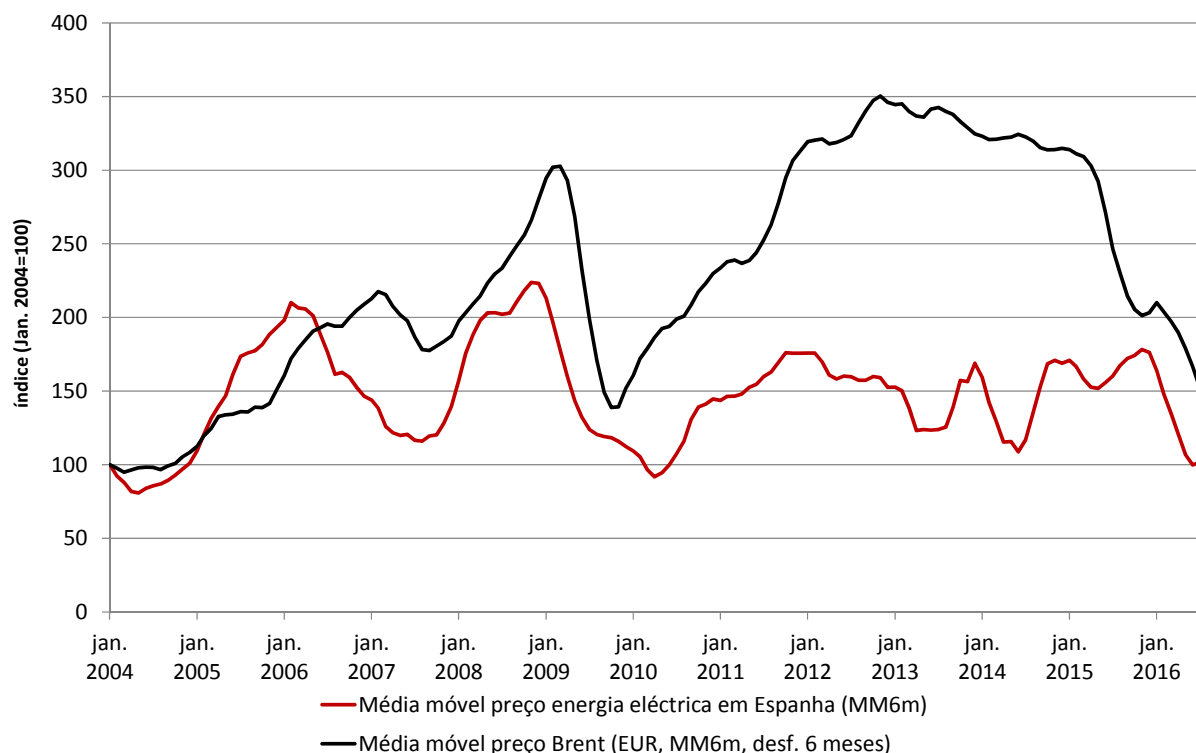
A correlação entre o preço do petróleo e o preço da energia elétrica observada até 2009 decorreu principalmente do facto das centrais que marcam o preço marginal no mercado grossista serem centrais de ciclo combinado a gás natural. Estas centrais têm, de um modo geral, subjacentes contratos de aquisição de gás natural cujo preço está indexado ao preço do petróleo ou ao dos seus derivados com um desfasamento entre um e dois trimestres. Desde 2014 assistiu-se a uma forte queda do preço do petróleo com influência direta, embora desfasada no tempo, no preço do gás natural consumido em Portugal. Esta evolução torna mais competitivas as centrais de ciclo combinado a gás natural, o que se refletiu no aumento da produção de energia por parte destas centrais que se verificou desde 2015. Este aumento poderá explicar o aumento da correlação entre o preço das duas variáveis a partir desse ano. Assim, o impacte que a evolução do preço do petróleo tem na evolução do preço de energia elétrica depende, atualmente, de alguns fatores imprevisíveis como a hidraulicidade e eolicidade, que, por sua vez, têm uma grande influência na determinação da produção de energia elétrica das centrais de ciclo combinado a gás natural e que se repercute nos preços da energia elétrica.

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 2-13



comparam-se as médias móveis dos preços da energia elétrica no mercado grossista espanhol, desde 2004<sup>6</sup>, e do preço do petróleo desfasado em dois trimestres.

**Figura 2-13 - Média móvel mensal preços *spot* energia elétrica em Espanha e *Brent* (euros)  
base 100 2004**



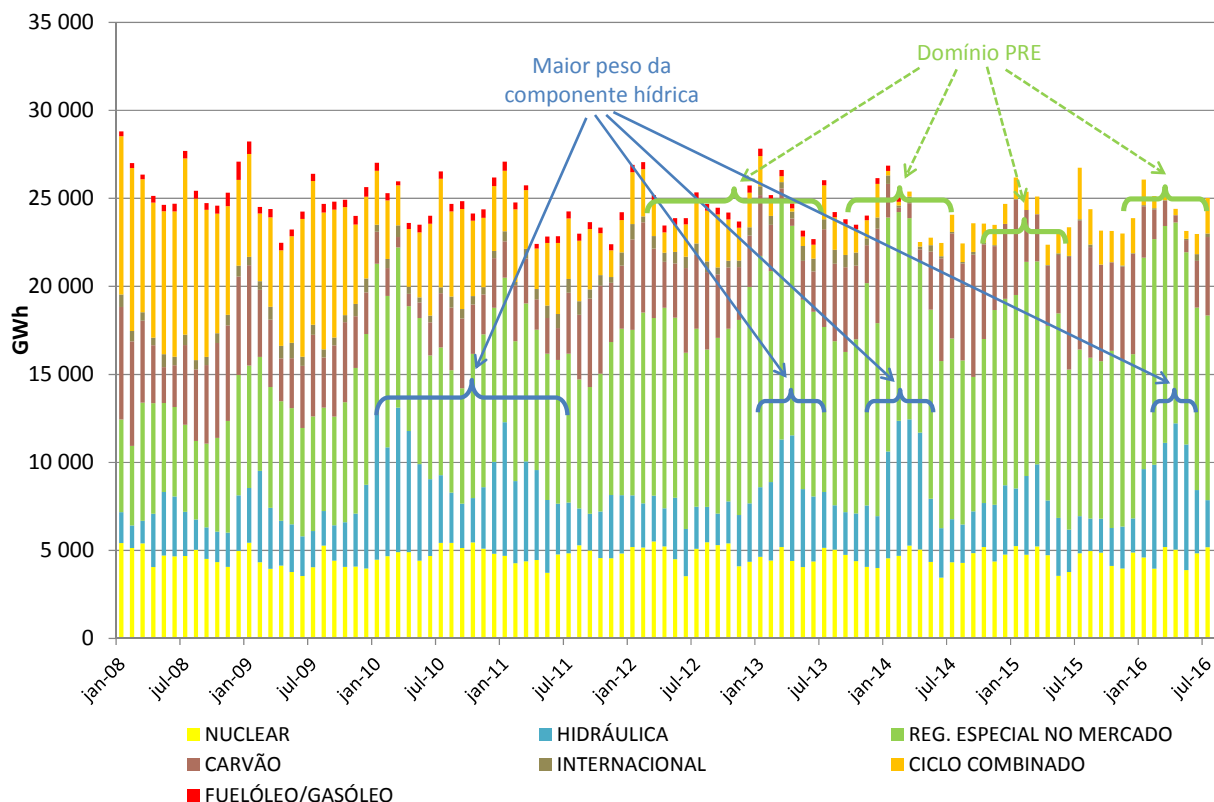
Fonte: ERSE, OMEL

A observação da Figura 2-13 reforça a conclusão de que o impacto do preço do petróleo na formação do preço de energia elétrica diminuiu a partir de 2009, tendo a evolução do preço desta *commodity* tido um impacto reduzido na evolução do preço de energia elétrica entre esse momento e meados de 2015.

Deste modo, para além do impacto do preço dos combustíveis, o *mix* tecnológico de produção tem uma influência significativa na 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 (Figura 2-14), 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.

<sup>6</sup> A referência ao mercado espanhol tem como finalidade obter uma série mais longa.

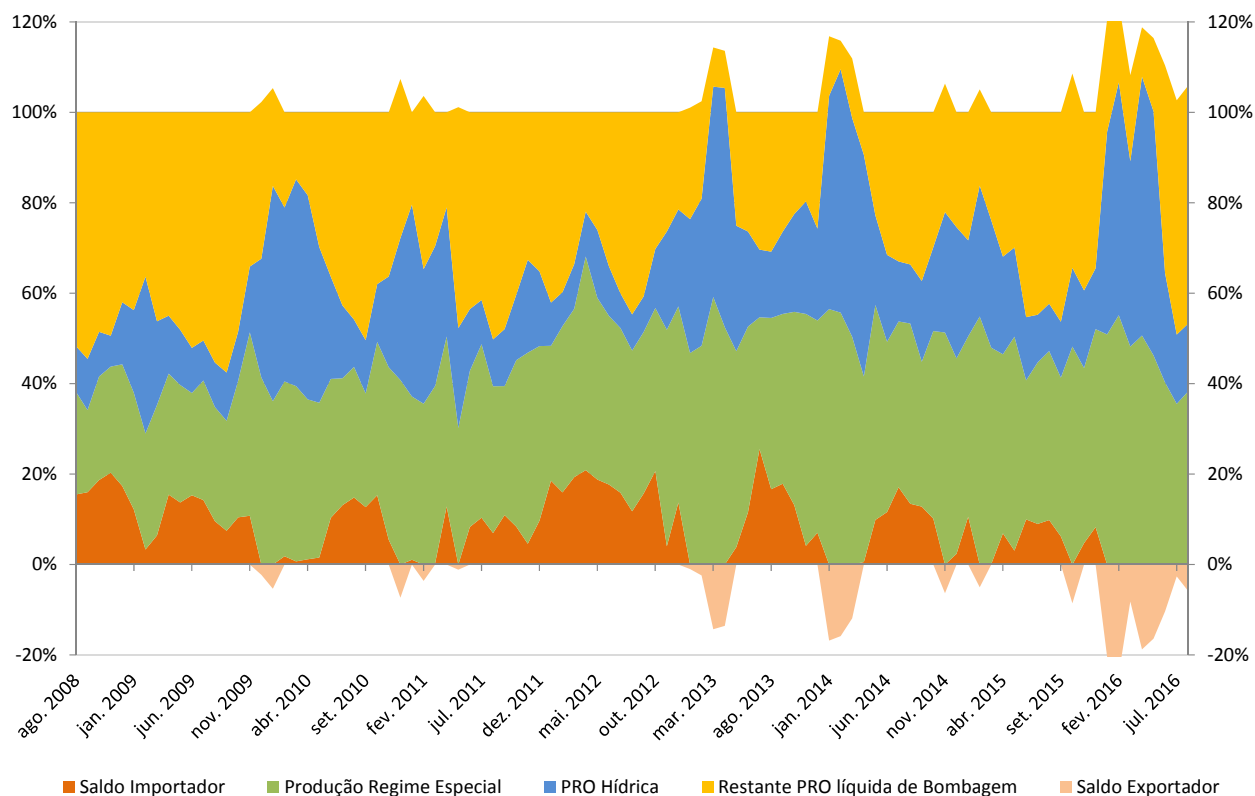
**Figura 2-14 - Energia transacionada no mercado ibérico por tecnologia**



Fonte: ERSE, OMIE

Numa análise focada para o caso português, observa-se na Figura 2-15 que o peso da produção em regime especial para satisfação do consumo tem vindo a aumentar de forma constante, enquanto o peso das centrais hídricas é bastante volátil, refletindo as condições hidrológicas. Verifica-se, igualmente, nesta figura alguns meses dos primeiros semestres de 2013, 2014 e durante os primeiros oito meses de 2016, em que as condições climáticas 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 2-15 - Satisfação do consumo referido à emissão em Portugal**



Fonte: ERSE, Reuters, REN

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 estagnação, ou mesmo 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, isto é, da procura deduzida das ofertas a preço zero por terem custos marginais tendencialmente nulos. Esta tendência leva, em consequência, à diminuição do preço médio de energia elétrica, ligeiramente acentuada pela influência anteriormente analisada da descida do preço do petróleo por via da alteração do *mix* de produção.

No entanto, o maior peso da PRE em 2013, 2014 e 2016 deve-se igualmente a fatores climáticos favoráveis ocorridos nesses anos. Em anos mais secos (como foi o caso do ano de 2015) 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.

O preço do petróleo (Figura 2-16) registou uma tendência de descida acentuada a partir de julho de 2014, com algumas oscilações, tendo o preço do Brent atingido, em janeiro de 2016, um mínimo de 12 anos, com uma cotação de 25 EUR/bbl (27 USD/bbl). Após este mínimo, o preço do Brent tem registado

uma tendência de subida, com algumas oscilações em parte decorrentes das negociações corridas no seio da OPEP, que se perspectiva que possa estabilizar até final de 2016.

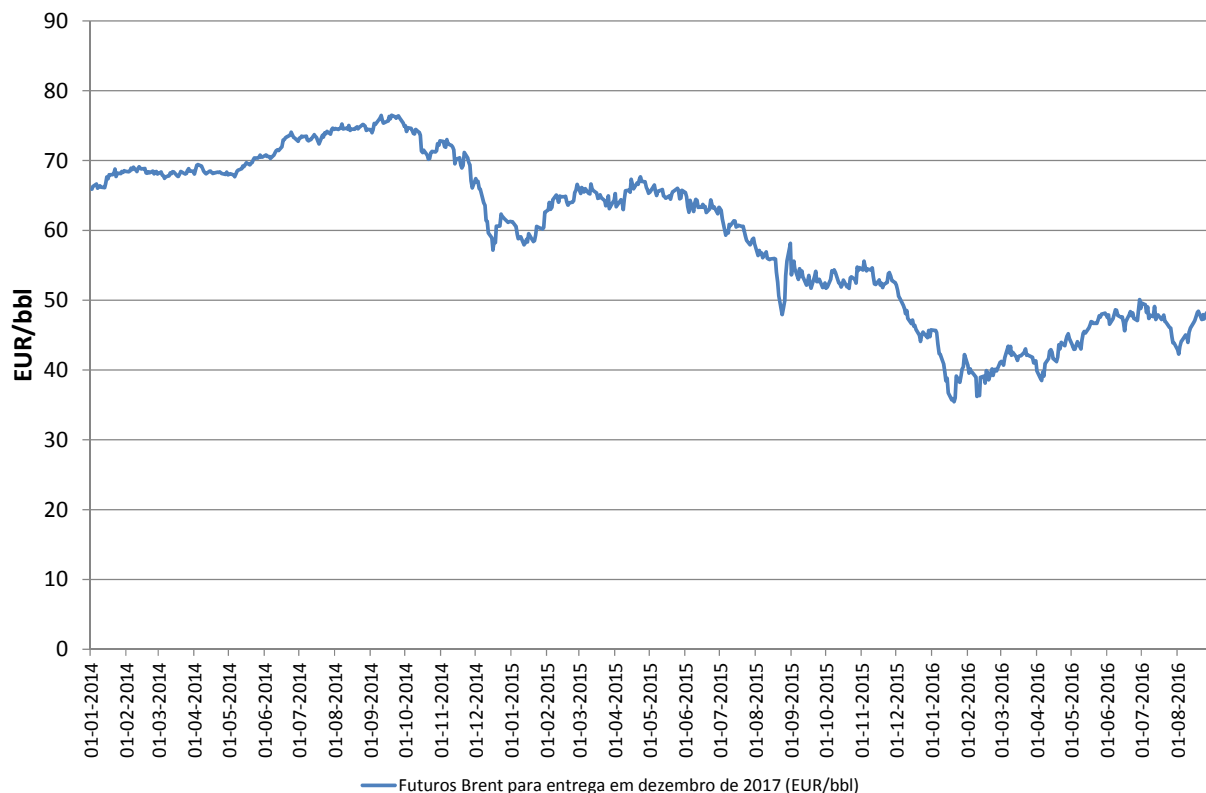
**Figura 2-16 - Evolução preço diário Brent (EUR/bbl) desde 2014**



Fonte: ERSE, Reuters

No que diz respeito aos mercados de futuros (Figura 2-17), os preços do petróleo para entrega no final do próximo ano apresentaram uma ligeira tendência de crescimento em 2016, estando, contudo, longe dos valores mais elevados verificados no ano anterior, acima de 60 EUR/bbl

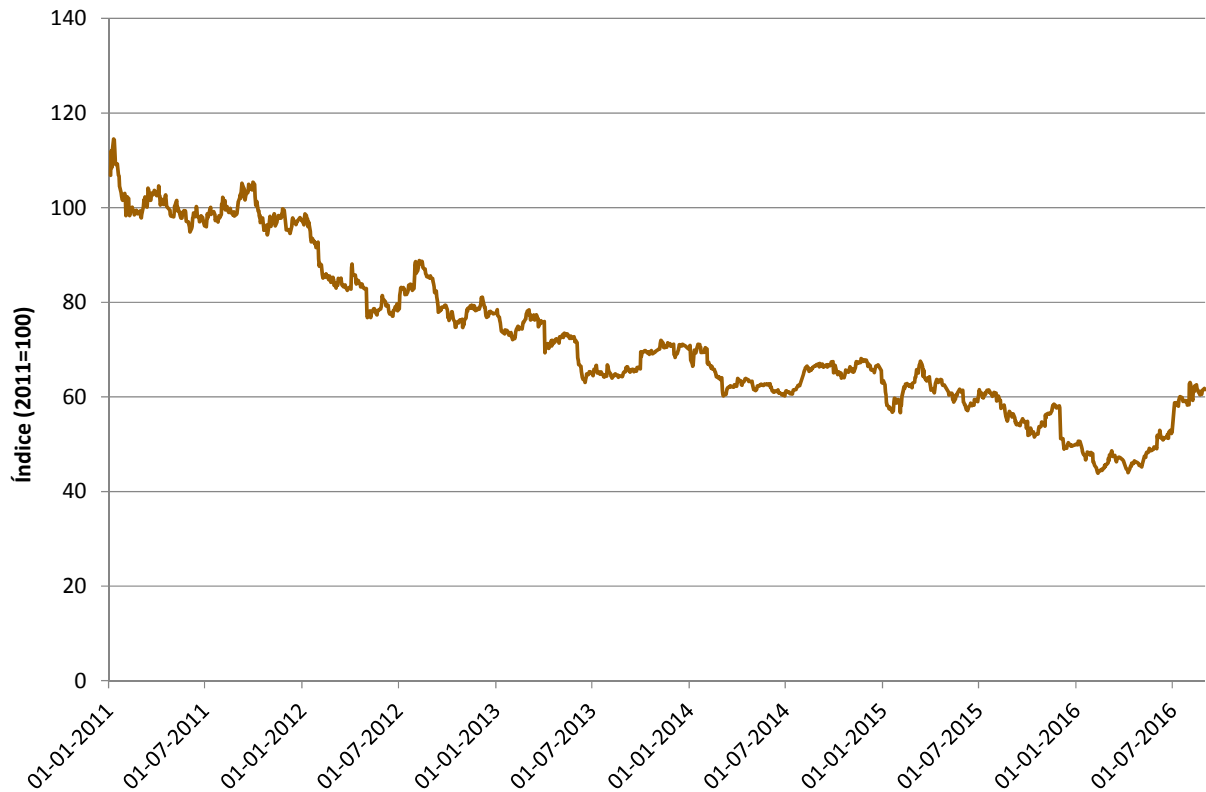
**Figura 2-17 - Preço de futuros petróleo Brent para entrega em dezembro de 2017**



Fonte: ERSE, Reuters

No caso do carvão, o gráfico seguinte mostra que o seu preço registou uma acentuada diminuição desde janeiro de 2011, tornando as centrais a carvão mais competitivas face às centrais de ciclo combinado a gás natural durante um prolongado período de tempo. Nesta Figura 2-18 podemos observar a evolução do preço do carvão com base na cotação em EUR/ton em índice 100 igual à média das cotações de 2011, sendo de registar uma quebra superior a 60% no preço do carvão no início de 2016 face à média das cotações de 2011. Após estes valores mínimos do primeiro trimestre de 2016, a cotação do carvão observou uma inversão da tendência de queda dos últimos anos, com registo de um aumento significativo que se verificou a partir de setembro de 2016.

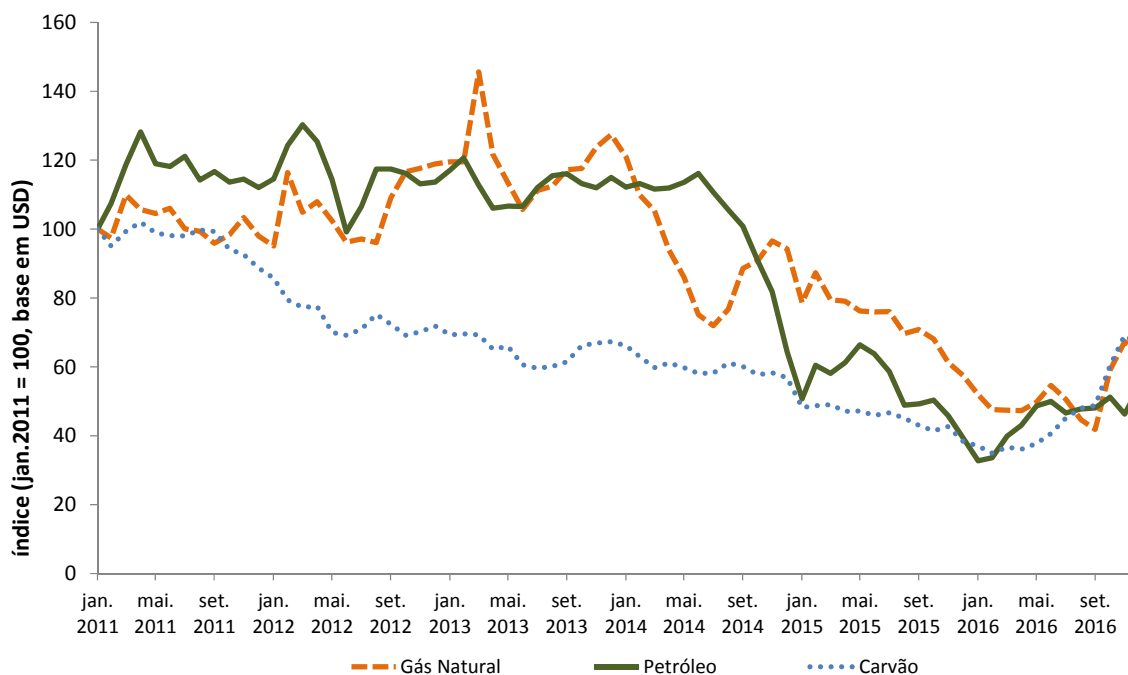
**Figura 2-18 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA  
(índice 2011=100, com base na cotação EUR/ton)**



Fonte: ERSE, Reuters

Esta evolução do preço do carvão, comparativamente com o dos restantes combustíveis, constituiu mais um fator justificativo para o desacoplamento entre o preço da energia elétrica e o preço do petróleo que se verificou até 2014. Contudo, apesar da diferente evolução dos preços do carvão (API2), do petróleo (brent) e do gás natural (NBP), todas estas *commodities* registam quebras semelhantes, ligeiramente superiores aos 50% em 2016, face aos valores registados em janeiro de 2011, o início do período em análise (Figura 2-19).

**Figura 2-19 - Comparação dos preços do carvão (API2 CIF), do petróleo (Brent) e do gás natural (NBP) nos mercados spot (base 100=Jan/2011)**



Fonte: ERSE, Reuters

### PREVISÕES

Se as previsões para as entregas de energia elétrica em 2017, 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 50,9 €/MWh, superior ao estimado para 2016, que se situa em torno dos 41,0 €/MWh<sup>7</sup> e mais baixo do que o previsto em tarifas de 2016 para 2016, 53,0 €/MWh (Quadro 2-5). Este valor reflete as tendências observadas nos preços nos mercados de petróleo e do carvão.

<sup>7</sup> Inclui os serviços de sistema, o acerto ao preço base decorrente do perfil de compras e os desvios decorrentes de aquisição do CUR em mercado.

**Quadro 2-5 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR<sup>8</sup> para fornecimento dos clientes**

	2016		2017
	Tarifas 2016	Estimativa 2016 (valores reais até Agosto)	Tarifas 2017
Custo de aquisição de energia para fornecimentos do CUR	53,0	41,0	50,9
Índice de produtividade hidroelétrica	1,00	1,67	1,00

Fonte: ERSE, REN

Assim, o custo médio de aquisição do CUR previsto para 2017 em Portugal é cerca de 50,9 €/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 previstos<sup>9</sup> e do prémio de risco associado à contratação nos mercados de futuros nos termos do Regulamento Tarifário em vigor.

<sup>8</sup> 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.

<sup>9</sup> 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 2017

#### 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 2017 por atividade no Continente**

Unidade: 10<sup>9</sup> EUR

Tarifas 2017	Proveitos por atividade (1)	Custos transferidos entre atividades (2)	Proveitos a proporcionar em 2017, previstos em 2016 (c/ ajustamento) (3) = (1) + (2)	Sustentabilidade e coexistência de mercados (4)	Tarifa social (5)	Tarifas 2017 (6) = (3) - (4) + (5)
<b>REN Trading</b>	<b>154 325</b>		<b>0</b>	<b>0</b>		<b>0</b>
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (CVEEAC)	154 325	-154 325 (GGS)	0			0
<b>REN</b>	<b>610 531</b>		<b>764 855</b>	<b>0</b>		<b>764 855</b>
Gestão Global do Sistema (GGS)	269 008	154 325 (CVEEAC)	423 332			423 332
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	341 523		341 523			341 523
<b>EDP Distribuição</b>	<b>3 810 822</b>	<b>-764 855</b>	<b>3 045 967</b>	<b>42 159</b>	<b>-70 267</b>	<b>2 933 542</b>
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	1 218 081		1 218 081			1 218 081
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT)	2 592 742	-764 855 (GGS + TEE)	1 827 886	42 159		1 785 728
Tarifa social					-70 267	-70 267
<b>EDP Serviço Universal (CUR)</b>	<b>1 891 253</b>	<b>-1 722 666</b>	<b>168 587</b>	<b>-42 159</b>		<b>210 745</b>
Compra e Venda de Energia Elétrica	1 461 757	-1 316 934	144 824	-44 481		189 305
Compra e Venda de Energia Elétrica PRE (CVEE PRE)	1 316 934	-1 316 934 (Sobrecusto da PRE na CVAT)	0			0
Compra e Venda de Energia Elétrica Fornecimento a clientes (CVEE FC)	144 824		144 824	-44 481		189 305
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	405 733	-405 733 (DEE + CVAT)	0			0
Comercialização (C)	23 763		23 763	6 802		16 961
Sobreprovento associado aplicação tarifa transitória				-4 480		4 480
			<b>3 979 409</b>	<b>0</b>	<b>-70 267</b>	<b>3 909 142</b>

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: 10<sup>3</sup> 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 2017  (3) = (1) + (2)
<b>EDA</b>	<b>117 659</b>	<b>26 180</b>	<b>143 839</b>
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	89 935	7 350	97 284
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	25 205	14 314	39 519
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	2 519	4 517	7 036
<b>EEM</b>	<b>133 345</b>	<b>1 722</b>	<b>135 068</b>
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	100 083	-15 928	84 154
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	30 428	15 550	45 978
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	2 834	2 101	4 935
			<b>278 907</b>

### 3.2 SÍNTESE DOS AJUSTAMENTOS DE 2015 E DE 2016

#### 3.2.1 AJUSTAMENTOS DE 2015

##### PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ATIVIDADE NO CONTINENTE

O Quadro 3-3 permite comparar os proveitos permitidos a proporcionar em 2015 definidos em 2014, com os proveitos permitidos recalculados no ano 2016, com base nos valores verificados em 2015. Apresenta-se também o desvio entre os proveitos faturados em 2015 e os proveitos permitidos calculados em 2016 com os valores reais, que resultam no ajustamento que se irá repercutir nas tarifas de 2017. Os ajustamentos<sup>10</sup> de 2015 a refletir em 2017 referentes às várias atividades reguladas são os seguintes:

- Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial: -192 milhares de euros;
- Gestão Global do Sistema: -78 210 milhares de euros;
- Transporte de Energia Elétrica: -8 636 milhares de euros;
- Compra e venda do acesso a rede de transporte: -37 319 milhares de euros;
- Distribuição de Energia Elétrica (DEE): -15 864 milhares de euros;

<sup>10</sup> Ajustamentos com sinal negativo são valores a receber pelas empresas.

- Compra e Venda de Energia Elétrica: -2 629 milhares de euros;
- Comercialização: 2 383 milhares de euros.

PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2017 DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO

Quadro 3-3 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2015 a refletir em 2017, no Continente

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

Proveitos a proporcionar em 2015, definidos em 2014 (tarifas 2015)	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 2015	Proveitos a proporcionar em 2015, definidos em 2016	Incentivos e custos aceites a posteriori	Acertos faturação de anos anteriores	Desvio	Desvio actualizado para 2017	Ajustamento provisório calculado em 2015 actualizado para 2017	Acerto do CAPEX e interrupibilidade	Ajustamento a repercutir em 2017
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9) = (2)+(3)+(5)-(6)-(7)+(8)	(10) = (9) x (1+2015)/(1+2016)	(11)	(12)	(13) = (10) - (11) + (12)
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	149 138			149 138	184 467	3 206		-38 535	-39 073	-38 880		-192
<b>Proveitos permitidos à REN Trading</b>	<b>149 138</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>149 138</b>	<b>184 467</b>	<b>3 206</b>		<b>-38 535</b>	<b>-39 073</b>	<b>-38 880</b>	<b>0</b>	<b>-192</b>
Gestão Global do Sistema (GGS)	310 250			309 862	386 848			-76 986	-78 059	750	599	-78 210
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	259 509			260 184	251 132	0		9 052	9 178		-17 814	-8 636
<b>Proveitos permitidos à REN</b>	<b>569 759</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>570 046</b>	<b>637 980</b>	<b>0</b>		<b>-67 934</b>	<b>-68 881</b>	<b>750</b>	<b>-17 214</b>	<b>-86 845</b>
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)	2 182 831			2 145 234	2 182 040			-36 806	-37 319			-37 319
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	1 172 987			1 153 543	1 159 368	1 257		-7 083	-7 181		-8 683	-15 864
<b>Proveitos permitidos à EDP Distribuição</b>	<b>3 355 817</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3 298 776</b>	<b>3 341 408</b>	<b>1 257</b>		<b>-43 889</b>	<b>-44 500</b>	<b>0</b>	<b>-8 683</b>	<b>-53 184</b>
Compra e Venda de Energia Elétrica	1 548 617			1 612 291	1 455 458		-508	173 589	176 524	179 152		-2 629
Sobrecusto da FRE	1 225 657	14 652		1 225 657	1 114 016		-508	125 785	127 538	110 346		17 193
CV/EE	322 960			386 634	339 882			46 752	47 404	68 807		-21 403
Ajustamento da atividade tarifária					1 560			1 560	1 582			1 582
Compra e venda do acesso as redes (CVATD)				610 578	610 578			0	0			0
Comercialização (C)	50 810	26 372		25 547	49 569			2 350	2 383			2 383
<b>Proveitos permitidos à EDP SU</b>	<b>1 599 427</b>	<b>26 372</b>	<b>-108 523</b>	<b>2 248 417</b>	<b>2 115 605</b>	<b>0</b>		<b>175 939</b>	<b>178 907</b>	<b>179 152</b>	<b>0</b>	<b>-246</b>
<b>Total no Continente</b>							<b>4 464</b>	<b>25 581</b>	<b>26 453</b>	<b>141 022</b>	<b>-25 898</b>	<b>-140 467</b>

## 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 2015, com os proveitos recuperados em 2015 por aplicação das tarifas em vigor no Continente em 2015 e com os proveitos de 2015 baseados em valores reais. Adicionalmente, apresentam-se as restantes rubricas necessárias ao cálculo do ajustamento a repercutir em 2017.

O ajustamento a devolver pela EDA em 2017 relativamente ao ano de 2015 atualizado para 2017 será de 16 212 milhares de euros.

O ajustamento a devolver pela EEM em 2017 relativamente ao ano de 2015 atualizado para 2017 será de 20 064 milhares de euros.

As atualizações destes ajustamentos consideram as taxas EURIBOR a 12 meses média, determinada em valores diários de 2015, acrescida de um *spread* de 0,5 p.p. e EURIBOR a 12 meses média, determinada em valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano 2016, acrescida de *spread* de 0,75 p.p.

Os ajustamentos<sup>11</sup> de 2015 a refletir em 2017 referentes às várias atividades reguladas das Regiões Autónomas são os seguintes:

### EDA

- Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema: 16 056 milhares de euros;
- Distribuição de Energia Elétrica: 136 milhares de euros;
- Comercialização de Energia Elétrica: 20 milhares de euros;

### EEM

- Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema: 19 902 milhares de euros;
- Distribuição de Energia Elétrica: 194 milhares de euros;
- Comercialização de Energia Elétrica: -31 milhares de euros;

---

<sup>11</sup> Ajustamentos com sinal negativo são valores a receber pelas empresas.

**Quadro 3-4 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2015 a refletir em 2017, nas Regiões Autônomas**

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

	Proveitos a proporcionar em 2015, definidos em 2014 (Tarifas 2015)	Proveitos recuperados em 2015, por aplicação das tarifas do Continente	Convergência Tarifária de 2015	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 2015, definidos em 2017	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	Ajustamento a repercutir em 2017 (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 2017
	(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	124 953	88 989	37 241	0	0	109 425	-110	16 927	-872	16 056
Distribuição de Energia Elétrica	31 527	23 591	7 921	0	0	29 706	0	1 832	-1 696	136
Comercialização de Energia Elétrica	7 293	2 095	5 197	0	0	7 212	0	82	-62	20
<b>Proveitos permitidos à EDA</b>	<b>163 772</b>	<b>114 675</b>	<b>50 359</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>146 342</b>	<b>-110</b>	<b>18 841</b>	<b>-2 629</b>	<b>16 212</b>
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	122 774	98 186	23 629	0	0	101 659	570	21 014	-1 112	19 902
Distribuição de Energia Elétrica	39 118	28 546	10 344	0	0	37 099	0	1 815	-1 622	194
Comercialização de Energia Elétrica	5 054	2 212	2 819	0	0	5 112	0	-82	51	-31
<b>Proveitos permitidos à EEM</b>	<b>166 946</b>	<b>128 944</b>	<b>36 792</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>143 871</b>	<b>570</b>	<b>22 747</b>	<b>-2 683</b>	<b>20 064</b>
<b>Total nas Regiões Autônomas</b>								<b>41 588</b>	<b>-5 312</b>	<b>36 276</b>

### 3.2.2 AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2016

#### **PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ATIVIDADE NO CONTINENTE**

O Quadro 3-5 evidencia os ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2016 a repercutir nas tarifas de 2017. 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 2016 e aplicada a taxa de remuneração final para esse ano.

Os ajustamentos referentes a 2016 são calculados em termos provisórios, o valor definitivo será calculado em 2017, com base em valores ocorridos e, incluídos nos proveitos permitidos para tarifas 2018. Os ajustamentos provisórios<sup>12</sup> de 2016 a refletir em 2017 referentes às várias atividades reguladas são os seguintes:

- Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial: -31 403 milhares de euros;
- Gestão Global do Sistema: 266 milhares de euros;
- Transporte de Energia Elétrica: -8 555 milhares de euros;
- Distribuição de Energia Elétrica (DEE): -2 449 milhares de euros;
- Compra e Venda de Energia Elétrica: -79 906 milhares de euros.

---

<sup>12</sup> Ajustamentos com sinal negativo são valores a receber pelas empresas.

**Quadro 3-5 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2016 a refletir em 2017, no Continente**

Unidade: 10<sup>9</sup> EUR

	Proveitos a proporcionar em 2016, definidos em 2015 (tarifas 2016)	Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência decorrente do DL 74/2013	Proveitos estimados faturar em 2016	Proveitos estimados proporcionar em 2016, definidos em 2016	Incentivos e custos aceites a posteriori	Desvio[1]	Desvio atualizado para 2017	Acerto do CAPEX atualizado para 2017	Ajustamento provisório a repercutir em 2017
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6) = (2)+(3)-(4)-(5)	(7) = (6) × (1+2016)	(8)	(9) = (7) + (8)
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	226 137		226 137	254 689	2 626	-31 179	-31 403		-31 403
<b>Proveitos permitidos à REN Trading</b>	<b>226 137</b>		<b>226 137</b>	<b>254 689</b>	<b>2 626</b>	<b>-31 179</b>	<b>-31 403</b>	<b>0</b>	<b>-31 403</b>
Gestão Global do Sistema (GGS)								266	266
Transporte de Energia Elétrica (TEE)								-8 555	-8 555
<b>Proveitos permitidos à REN</b>	<b>0</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-8 289</b>	<b>-8 289</b>
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)								-2 449	-2 449
<b>Proveitos permitidos à EDP Distribuição</b>	<b>0</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-2 449</b>	<b>-2 449</b>
Compra e Venda de Energia Elétrica	1 254 585	32 496	1 517 070	1 628 900	0	-79 334	-79 906		-79 906
Sobrecusto da FRE	1 254 585	32 496	1 254 585	1 430 258		-143 176	-144 209		-144 209
CVEE			262 484	198 642		63 842	64 302		64 302
<b>Proveitos permitidos à EDP SU</b>	<b>1 254 585</b>	<b>32 496</b>	<b>1 517 070</b>	<b>1 628 900</b>	<b>0</b>	<b>-79 334</b>	<b>-79 906</b>	<b>0</b>	<b>-79 906</b>
<b>Total no Continente</b>					<b>2 626</b>	<b>-110 513</b>	<b>-111 310</b>	<b>-10 739</b>	<b>-122 048</b>

**PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ATIVIDADE NAS REGIÕES AUTÓNOMAS**

O Quadro 3-6 apresenta os acertos provisórios do CAPEX referentes ao ano de 2016, 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 2016. Estes ajustamentos são calculados em termos provisórios e o valor definitivo será calculado em 2017, com base em valores ocorridos e, incluídos nos proveitos permitidos para tarifas 2018.

Os ajustamentos provisórios<sup>13</sup> de 2016 a refletir em 2017 referentes às várias atividades reguladas das Regiões Autónomas são os seguintes:

**EDA**

- Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema: -1 435 milhares de euros;
- Distribuição de Energia Elétrica: 1 051 milhares de euros;
- Comercialização de Energia Elétrica: -56 milhares de euros;

<sup>13</sup> Ajustamentos com sinal negativo são valores a receber pelas empresas.



**EEM**

- Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema: 465 milhares de euros;
- Distribuição de Energia Elétrica: 115 milhares de euros;
- Comercialização de Energia Elétrica: -19 milhares de euros.

**Quadro 3-6 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2016 a refletir em 2017, nas Regiões Autónomas**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR
		Acerto do CAPEX de 2016 atualizado para 2017 a repercutir em tarifas de 2017
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	-1 435	
Distribuição de Energia Elétrica	1 051	
Comercialização de Energia Elétrica	-56	
<b>Proveitos permitidos à EDA</b>	<b>-440</b>	
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	465	
Distribuição de Energia Elétrica	115	
Comercialização de Energia Elétrica	-19	
<b>Proveitos permitidos à EEM</b>	<b>561</b>	
<b>Total nas Regiões Autónomas</b>	<b>121</b>	



## **4 DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS E DOS AJUSTAMENTOS PARA 2017**

### **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 (Central da Tapada do Outeiro) e com a Tejo Energia (Central do Pêgo). 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 2017, do sobrecusto estimado para 2016, bem como do verificado em 2015.

**Quadro 4-1 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE previsto para 2017**

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

		2015 Verificado (1)	2016 Tarifas 2017 (2)	2017 Tarifas (3)	[(3)-(1)]/(1) %	[(3)-(2)]/(2) %
<b>Encargo de Potência</b>						
(1a)	Tejo Energia	109 391	111 199	109 558	0,2%	-1,5%
(1b)	Turbogás	126 558	134 632	135 161	6,8%	0,4%
(1)=(1a)+(1b)	<b>Total</b>	<b>235 948</b>	<b>245 831</b>	<b>244 718</b>	<b>3,7%</b>	<b>-0,5%</b>
<b>Encargo de Energia</b>						
(2a)	Tejo Energia	109 816	74 989	92 699	-15,6%	23,6%
(2b)	Turbogás	129 649	96 537	139 868	7,9%	44,9%
(2)=(2a)+(2b)	<b>Total</b>	<b>239 465</b>	<b>171 526</b>	<b>232 567</b>	<b>-2,9%</b>	<b>35,6%</b>
<b>Licenças de CO<sub>2</sub></b>						
(3a)	Tejo Energia	27 725	14 470	16 693	-39,8%	15,4%
(3b)	Turbogás	6 082	5 266	7 072	16,3%	34,3%
(3c)	Receitas decorrentes trocas de licenças EUA por CER	-141	0	0	-	-
(3)=(3a)+(3b)+(3c)	<b>Total</b>	<b>33 667</b>	<b>19 736</b>	<b>23 765</b>	<b>-29,4%</b>	<b>-</b>
<b>Receitas sem serviços de sistema</b>						
(4a)	Tejo Energia	220 009	124 557	191 562	-12,9%	53,8%
(4b)	Turbogás	125 831	106 868	191 086	51,9%	78,8%
(4)=(4a)+(4b)	<b>Total</b>	<b>345 840</b>	<b>231 425</b>	<b>382 649</b>	<b>10,6%</b>	<b>65,3%</b>
<b>Receitas com reserva e regulação terciária</b>						
(5a)	Tejo Energia	-2 211	8 933	101	-	-
(5b)	Turbogás	3 571	12 170	0	-	-
(5)=(5a)+(5b)	<b>Total</b>	<b>1 360</b>	<b>21 104</b>	<b>101</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Saldo VPP</b>						
(6a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(6b)	Turbogás	0	0	0	-	-
(6)=(6a)+(6b)	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Pagamentos da tarifa de URT a aplicar aos produtores com CAE</b>						
(7a)	Tejo Energia	1 991	1 851	1 470	-26,2%	-20,6%
(7b)	Turbogás	1 088	1 305	1 822	67,5%	39,6%
(7)=(7a)+(7b)	<b>Total</b>	<b>3 079</b>	<b>3 157</b>	<b>3 292</b>	<b>6,9%</b>	<b>4,3%</b>
<b>Outros Custos</b>						
(8a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(8b)	Turbogás	0	0	0	-	-
(8)=(8a)+(8b)	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Diferencial de custo (sobrecusto CAE)</b>						
(9a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)+(7a)+(8a)	Tejo Energia	31 125	69 019	28 757	-7,6%	-58,3%
(9b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)+(7b)+(8b)	Turbogás	133 975	118 702	92 837	-30,7%	-21,8%
(9c)=(3c)	Receitas decorrentes trocas de licenças EUA por CER	-141	0	0	-	-
(10)=(9a)+(9b)+(9c)	<b>Total</b>	<b>164 960</b>	<b>187 720</b>	<b>121 594</b>	<b>-26,3%</b>	<b>-35,2%</b>

Os encargos de potência previstos para 2017 estão ligeiramente abaixo dos valores estimados para 2016, o que decorre da evolução prevista das variáveis monetárias que influenciam estes encargos, designadamente as taxas de juro e a inflação. No que diz respeito aos encargos de energia, tanto a Tejo Energia como a Turbogás deverão apresentar em 2017 valores superiores aos estimados para 2016. No caso da Turbogás o aumento está sobretudo relacionado com o incremento dos custos variáveis por via

do aumento previsto do preço do petróleo e, consequentemente, do preço do gás natural consumido por esta central nas condições definidas no AGC<sup>14</sup>. O aumento dos encargos de energia por parte da central da Tejo Energia face ao valor estimado para 2016 resulta dos efeitos conjugados de aumento das quantidades e do custo variável unitário, este último em consequência da ligeira subida prospetivada para o preço do carvão.

Prevê-se que as receitas de venda de energia elétrica aumentem para ambas as centrais em 2017, relativamente ao que está estimado para 2016. O acréscimo das receitas em ambas centrais justifica-se, quer pelas quantidades previstas, quer pelo preço de mercado, que aumentam de 2016 para 2017. Este aumento das receitas deverá ser superior ao aumento do encargo de energia contribuindo, assim, para um incremento da margem operacional.

#### Quadro 4-2 - Principais pressupostos do cálculo do diferencial de custo previsto para 2017

		2016	2017
Preço base <sup>(1)</sup>	€/MWh	36,9	47,3
Tejo Energia	Quantidades GWh	2 951	3 375
	Custo variável EUR/MWh	25,4	27,5
Turbogás	Quantidades GWh	2 526	3 363
	Custo variável EUR/MWh	38,2	41,6

<sup>(1)</sup> Preço médio de mercado previsto tendo em conta mercado de futuros

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

O montante de proveitos permitidos ao Agente Comercial na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica é dado pela expressão estabelecida de acordo com o n.º 1 do Artigo 83.º do Regulamento Tarifário em vigor. O Quadro 4-3 apresenta as várias parcelas que estão na origem dos proveitos permitidos de 2017.

<sup>14</sup> O Acordo de Gestão de Consumo (AGC) é um contrato com cláusulas do tipo *take-or-pay*, celebrado entre a REN Trading e a GALP, ao abrigo do qual a REN Trading tem obrigação de consumir de quantidades mínimas de gás natural na central da Turbogás, em horizontes temporais distintos, em particular no horizonte anual para o qual se encontra definida a Quantidade Anual Contratual (QAC).

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

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2016	Tarifas 2017
A=1+2-3	Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE	157 836	121 594
1	Custos com aquisição de energia elétrica, aos produtores com CAE	427 768	501 051
2	Outros custos, designadamente, custos com pagamentos da tarifa de LRT a aplicar aos produtores com CAE	2 448	3 292
3	Proveitos com a venda da energia elétrica dos produtores com CAE	272 381	382 749
B=4+5+6+7	Custos de funcionamento no âmbito da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	1 332	1 135
4	Custos de exploração da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica (valor líquido)	1 332	1 122
5	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	0	11
6	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, líquido de amortizações e participações	0	37
7	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	5,99%	6,13%
C	Valor previsto estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de CVEE do Agente Comercial, no ano t-1	-38 602	-31 403
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	-28 367	-192
F=A+B-C-D-E	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a transferir para a GGS	226 137	154 325

4.1.2 AJUSTAMENTOS

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

De acordo com o artigo 83.º do Regulamento Tarifário, na redação que lhe foi dada pelo Regulamento n.º 551/2014, de 15 de dezembro, os proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, em 2017, 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 2015, que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do respetivo artigo ao diferencial de custo CAE real de 2015. Este montante é atualizado para 2017, por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano de 2015, acrescida do *spread*<sup>15</sup> de 0,5 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 2016, acrescida de *spread* de 0,75 pontos percentuais. Ao montante obtido desta forma, deduz-se o ajustamento provisório do ano 2015 efetuado nas tarifas de 2016, atualizado para 2017 com juro relativo a 2016 e respetivo *spread*, anteriormente referido.

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 2015 a repercutir nas tarifas de 2017 é negativo, o que significa um valor a receber pela empresa.

<sup>15</sup> O enquadramento da definição deste parâmetro encontra-se no capítulo 2.2 deste documento.

**Quadro 4-4 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade CVEE do Agente Comercial em 2015**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR	
		2015	Tarifas 2015
1	Custos com aquisição de energia elétrica, aos produtores com CAE	523 170	405 740
2	Outros custos, designadamente, custos com pagamentos da tarifa de URT a aplicar aos produtores com CAE	3 079	2 574
3	Proveitos com a venda da energia elétrica dos produtores com CAE	361 289	279 728
4	Custos de funcionamento no âmbito da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	0	1 045
5	Ajustamento t-1	-23 114	-23 114
6	Ajustamento t-2	3 607	3 607
7	Incentivos ICAE e PAM t-2	3 206	
<b>A = 1 + 2 - 3 + 4 - 5 - 6 + 7</b>		<b>187 673</b>	<b>149 138</b>
<b>B</b>		<b>Sobrecusto recuperado pela GGS</b>	
		<b>149 138</b>	
<b>C = (B - A) * (1 + it-2) * (1 + it-1)</b>		<b>Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC atualizado a t</b>	
		<b>-39 073</b>	
<b>D</b>		Valores provisórios relativos a t-2 considerados nas tarifas de t-1	
		-38 602	
<b>E = D * (1 + it-1)</b>		Valores provisórios relativos a t-2 considerados nas tarifas de t-1 atualizados para t	
		-38 880	
$i_{t-2}$	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários do ano 2015 + spread	0,668%	
$i_{t-1}$	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de 2016 + spread	0,721%	
<b>F = C - E + G</b>		<b>Ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do AC atualizado para t</b>	
		<b>-192</b>	

A análise efetuada no ponto seguinte incide sobre o diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2015, ano t-2.

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, designado por 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, atribuiu 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 n.º 2/2014, de 3 de janeiro, que revogou o Despacho n.º 11210/2008, de 17 de abril, a qual estabeleceu os incentivos económicos à gestão otimizada dos centros electroprodutores detentores de CAE não cessados, designadamente o incentivo  $I_{CAE}$  e o prémio de adequação de mercado  $P_{AM}$ , que serão adiante descritos, que vigoram desde 2014.

O Quadro 4-5 compara o valor do diferencial de custo do Agente Comercial previsto nas tarifas de 2015 com o valor real ocorrido nesse ano.

**Quadro 4-5 – Desvios em 2015 do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE**

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

		2015 Tarifas (1)	2015 Verificado (2)	[(2)-(1)]	[(2)-(1)]/(1) %
<b>Encargo de Potência</b>					
(1a)	Tejo Energia	110 110	109 391	-719	-1%
(1b)	Turbogás	111 060	126 558	15 497	14%
(1)=(1a)+(1b)	<b>Total</b>	<b>221 170</b>	<b>235 948</b>	<b>14 778</b>	<b>7%</b>
<b>Encargo de Energia</b>					
(2a)	Tejo Energia	83 388	109 816	26 429	32%
(2b)	Turbogás	83 908	129 649	45 741	55%
(2)=(2a)+(2b)	<b>Total</b>	<b>167 296</b>	<b>239 465</b>	<b>72 170</b>	<b>43%</b>
<b>Licenças de CO2</b>					
(3a)	Tejo Energia	15 511	27 725	12 214	79%
(3b)	Turbogás	1 763	6 082	4 320	245%
(3c)	Receitas decorrentes de trocas de licenças EUA por CER	0	-141	-141	-
(3d)	Licenças - Outras	0	0	0	-
(3)=(3a)+(3b)+(3c)+(3d)	<b>Total</b>	<b>17 274</b>	<b>33 667</b>	<b>16 393</b>	<b>95%</b>
<b>Receitas sem serviços de sistema</b>					
(4a)	Tejo Energia	190 585	220 009	29 424	15%
(4b)	Turbogás	44 942	125 831	80 889	180%
(4)=(4a)+(4b)	<b>Total</b>	<b>235 527</b>	<b>345 840</b>	<b>110 313</b>	<b>47%</b>
<b>Receitas com reserva e regulação terciária</b>					
(5a)	Tejo Energia	7 003	-2 211	-9 214	-132%
(5b)	Turbogás	37 199	3 571	-33 628	-
(5)=(5a)+(5b)	<b>Total</b>	<b>44 202</b>	<b>1 360</b>	<b>-42 842</b>	<b>-97%</b>
<b>Saldo VPP</b>					
(6a)	Tejo Energia	0	0	0	-
(6b)	Turbogás	0	0	0	-
(6)=(6a)+(6b)	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>
<b>Pagamentos da tarifa de URT a aplicar aos produtores com CAE</b>					
(7a)	Tejo Energia	929	1 991	1 062	114%
(7b)	Turbogás	1 645	1 088	-557	-34%
(7)=(7a)+(7b)	<b>Total</b>	<b>2 574</b>	<b>3 079</b>	<b>505</b>	<b>20%</b>
<b>Diferencial de custo (sobrecusto CAE)</b>					
(8a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)+(7a)	Tejo Energia	12 351	31 125	18 775	152%
(8b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)+(8b)	Turbogás	116 235	133 975	17 740	15%
(8c)=(3c)	Receitas decorrentes de trocas de licenças EUA por CER	0	-141	-141	-
(8d)=(3d)	Licenças - Outras	0	0	0	-
(8)=(8a)+(8b)+(8c)+(8d)	<b>Total</b>	<b>128 585</b>	<b>164 960</b>	<b>36 374</b>	<b>28%</b>



Análise do encargo de energia e das 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 2015 foi superior ao previsto em 50,7%, devido à produção da Turbogás, que foi superior em mais de 86% ao previsto, enquanto a produção da Tejo Energia foi superior em mais de 37%. A amplitude destas diferenças justifica-se pela baixa hidraulicidade e pela quebra da produção em regime especial observadas em 2015, tendo-se mantido o nível do consumo de energia elétrica, o que permitiu a colocação em mercado da produção destas centrais.

**Quadro 4-6 – Desvios em 2015 da produção das centrais com CAE**

Unidade: GWh

	Implícito no diferencial de custo previsto para 2015 (1)	Verificado 2015 (2)	% [(2)-(1)]/(1)
<b>Tejo Energia</b>	2 931	4 027	37,4%
<b>Turbogás</b>	1 119	2 077	85,6%
<b>Total</b>	4 050	6 104	50,7%

Os custos variáveis unitários de produção foram inferiores ao previsto em ambas as centrais, em cerca de 17% na Turbogás, e em cerca de 4% na Tejo Energia, conforme se pode observar no Quadro 4-7.

**Quadro 4-7 – Desvios em 2015 do custo variável unitário de produção (sem CO<sub>2</sub>) das centrais com CAE**

Unidade: €/MWh

	Implícito no diferencial de custo previsto para 2015 (1)	Verificado 2015 (2)	% [(2)-(1)]/(1)
<b>Tejo Energia</b>	28,5	27,3	-4,2%
<b>Turbogás</b>	75,0	62,4	-16,8%

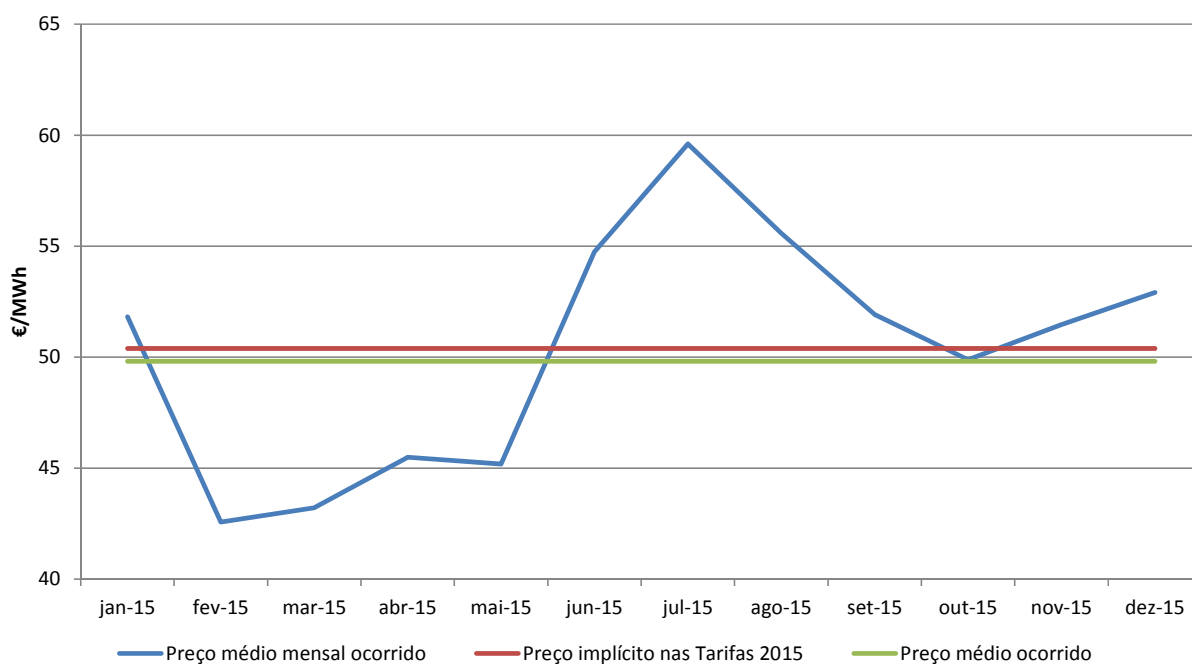
O Quadro 4-8 mostra o desvio ocorrido ao nível da receita unitária nas duas centrais com CAE.

**Quadro 4-8 – Desvios em 2015 da receita unitária de venda da energia elétrica das centrais com CAE**

	Implícito no diferencial de custo previsto para 2015 (1)	Verificado 2015 (2)	Unidade: €/MWh % [(2)-(1)]/(1)
<b>Tejo Energia</b>	67,4	54,1	-19,8%
<b>Turbogás</b>	73,4	62,3	-15,1%

As receitas unitárias de ambas as centrais foram inferiores às previstas, em cerca de 20% na Tejo Energia, e na central da Turbogás em cerca de 15%. 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 17%, como se pode ver na Figura 4-1.

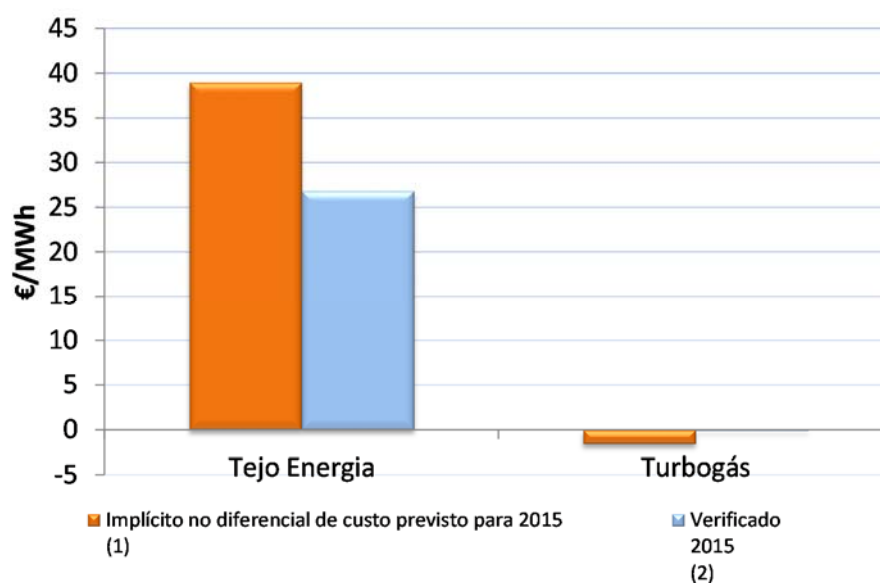
**Figura 4-1 - Evolução do preço médio mensal de mercado no pólo português**



A diminuição das receitas unitárias deve-se, igualmente, ao menor valor das receitas com reserva e regulação terciária face ao previsto.

A redução das receitas unitárias na central da Tejo Energia foi acompanhada de uma diminuição de maior amplitude dos custos unitários desta central, pelo que o *mark-up* diminuiu (-12,2€/MWh), embora mantendo o sinal positivo, como mostra a Figura 4-2. No caso da Turbogás, o decréscimo das receitas unitárias foi inferior ao decréscimo dos custos variáveis, resultando num *mark-up* ligeiramente menos negativo do que o previsto (+1,5€/MWh). Registe-se que o efeito da diminuição do *mark-up* da Tejo Energia no incremento do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE foi superior aos efeitos, em sentido contrário, decorrentes da evolução do *mark-up* da Turbogás e da maior produção da central da Tejo Energia face ao previsto, em cerca de 1 TWh.

Figura 4-2 – Desvios em 2015 do *mark-up* das centrais com CAE



#### Análise do 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 na central da Turbogás apresentou em 2015 um aumento de +14% em relação ao previsto, enquanto na central da Tejo Energia se observou uma ligeira redução do encargo de potência (-1%).

### Incentivo para a gestão otimizada dos CAE não cessados

A Diretiva n.º 2/2014 da ERSE, que revogou 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:

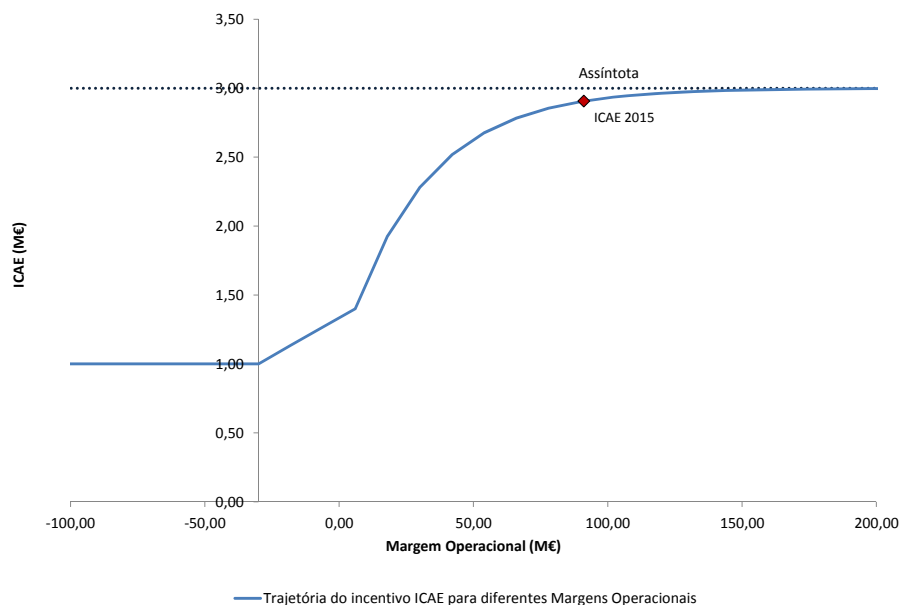
- Garantir, no mínimo, um incentivo equivalente aos custos de funcionamento da REN Trading;
- Garantir que a REN Trading tenha um incentivo contínuo na otimização da margem das centrais em portfólio;
- Incentivar um maior esforço na gestão destas centrais, ao tornar o incentivo marginal superior para valores de margens acima da média;
- Limitar os ganhos definidos *a priori* ao montante máximo garantido com os anteriores incentivos  $I_1$  e  $I_3$ .

Este incentivo  $I_{CAE}$  é determinado em função da margem operacional obtida para o *portfolio* das centrais geridas pela REN Trading. Para efeitos de cálculo desta margem operacional considera-se a receita anual de ambas as centrais, proveniente das vendas de energia elétrica em mercado diário e em mercados a prazo, incluindo receitas líquidas da participação nos mercados de serviços de sistema, e retiram-se os custos variáveis anuais de ambas as centrais, incluindo as aquisições de gás natural e de carvão, as aquisições de licenças de emissão de CO<sub>2</sub> e os custos variáveis de O&M.

### **CÁLCULO DA MARGEM OPERACIONAL CONSIDERADA NO $I_{CAE}$**

Existe, no entanto, uma discrepância entre os valores utilizados na parametrização do incentivo e os valores aceites para cálculo do incentivo em 2014, que se prende com o facto de a Diretiva n.º 2/2014 não explicitar como são determinados os custos variáveis para efeito de cálculo da margem. Esta disparidade é explicada com a aceitação, ou não, dos valores da componente fixa do Acordo de Gestão de Consumo de gás natural (AGC) e as tarifas de acesso à rede de gás natural (ATR). De forma a aproximar a aplicação do incentivo do processo de definição dos seus parâmetros, foram incluídos no cálculo dos custos variáveis da central da Turbogás, para o ano de 2015, as tarifas de acesso à rede de gás natural (ATR), que estão correlacionadas com a produção. A Figura e Quadro seguintes apresentam os resultados da aplicação dos incentivos que compõem o mecanismo  $I_{CAE}$ , que em 2015 foi de 2 906 milhares de euros.

**Figura 4-3 - Mecanismo de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia em 2015**



**CÁLCULO DO PRÉMIO DE ADEQUAÇÃO EM MERCADO CONSIDERADO NO  $I_{CAE}$**

Este ano foi muito positivo no que às margens operacionais das centrais diz respeito. As boas condições de mercado das *commodities* aliadas à baixa hidraulicidade e a uma quebra da produção em regime especial, motivada essencialmente pela baixa eolicidade, levaram a um aumento da produção das centrais da Turbogás e da Tejo Energia e também a uma subida do preço médio de mercado face a 2015.

**Quadro 4-9 - Proveitos com o mecanismo de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia em 2015**

10 <sup>6</sup> €	Margem Operacional	ICAIE
REN Trading (Tejo Energia e Turbogás)	91,079	2,906

De forma a assegurar 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.

O prémio de adequação em mercado ( $P_{AM}$ ), em euros, é calculado pela seguinte expressão:

$P_{AM} = k \cdot [\sum_{PH} (r^{PH} - pmd^{PH}) \cdot q^{PH}]$ , em que

- $k$  corresponde a um escalar que replica a partilha de benefícios entre o sistema elétrico nacional e o Agente Comercial, assumindo o valor de 0,5;
- $r^{PH}$  corresponde ao valor da receita unitária obtida pelo Agente Comercial no período horário PH do ano a que respeita o cálculo do incentivo, expresso em euros por MWh;
- $pmd^{PH}$  corresponde ao valor do preço médio no mercado diário do MIBEL, área de preço portuguesa, no período horário PH do ano a que respeita o cálculo do incentivo, expresso em euros por MWh;

$q^{PH}$  corresponde ao volume de energia colocado pelo Agente Comercial no período horário PH do ano a que respeita o cálculo do incentivo, expresso em MWh.

Para efeitos de aplicação da referida expressão, 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 o 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  $q^{PH}$  corresponde ao programa real 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  $r^{PH}$ ).

O Quadro 4-10 apresenta os volumes de contratação efetuados pelo Agente Comercial em 2015, repartidos por períodos de cheias, pontas e vazio.

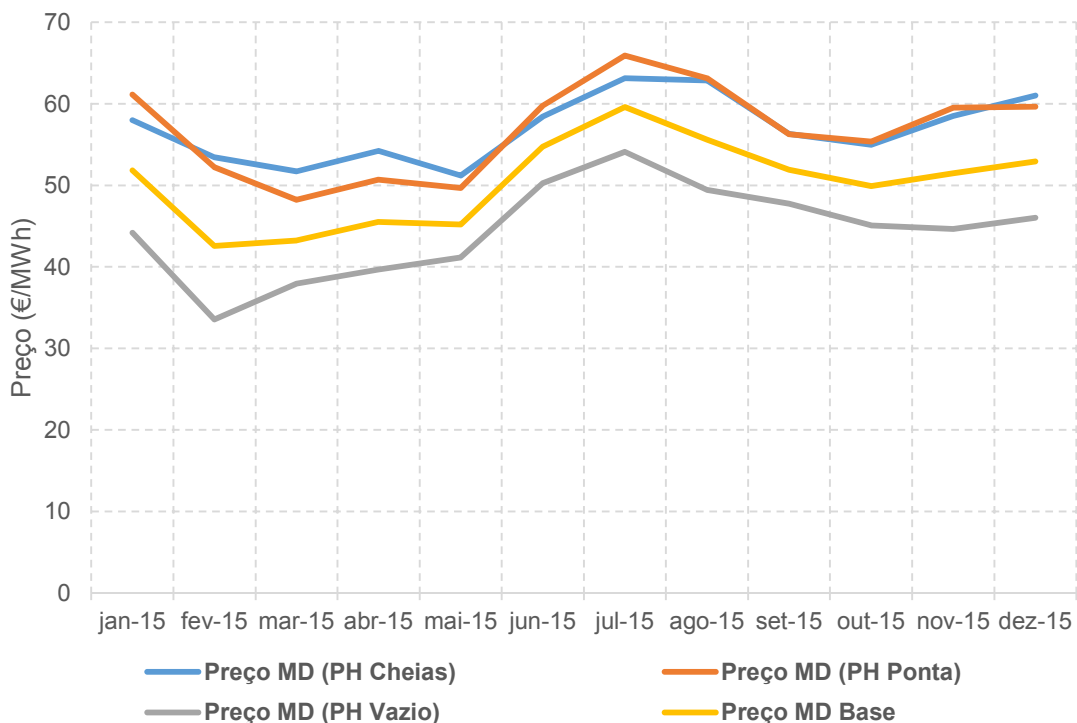
**Quadro 4-10 - Volumes de contratação nos diferentes referenciais de mercado**

Referencial de contratação	Cheias	Ponta	Vazio	TOTAL 2015
Contratação em mercado diário (MWh)	799 648,80	2 629 946,50	2 266 916,80	5 696 512,10
Contratação líquida em mercados intradiários (MWh)	133 392,00	321 352,20	149 151,30	603 895,50
Programa MD+MiD (MWh)	933 040,80	2 951 298,70	2 416 068,10	6 300 407,60
Contratação de energia de reserva secundária (MWh)	57,30	61,10	2 551,00	2 669,40
Contratação de energia de reserva de regulação (MWh)	-35 374,40	-182 834,80	-25 047,50	-243 256,70
Contratação de energia para resolução de restrições (MWh)	14 679,00	30 391,50	22 701,30	67 771,80
Contratação em mercados de operação (MWh)	-20 638,10	-152 382,20	204,80	-172 815,50
Programa final (MWh)	912 402,70	2 798 916,50	2 416 272,90	6 127 592,10
Programa real (MWh)	910 971,60	2 787 516,00	2 405 504,80	6 103 992,40
Desvios à programação (MWh)	-1 431,10	-11 400,50	-10 755,70	-23 587,30

Nota: MD – mercado diário; MiD – mercado intradiário.

O preço médio obtido em mercado diário, para cada período horário, corresponde à média aritmética do preço do mercado diário do MIBEL nas horas desse período horário. A Figura 4-4 apresenta os valores dos preços médios do mercado diário do MIBEL, em base mensal, para o ano de 2015, 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 2015**  
**Média aritmética mensal**

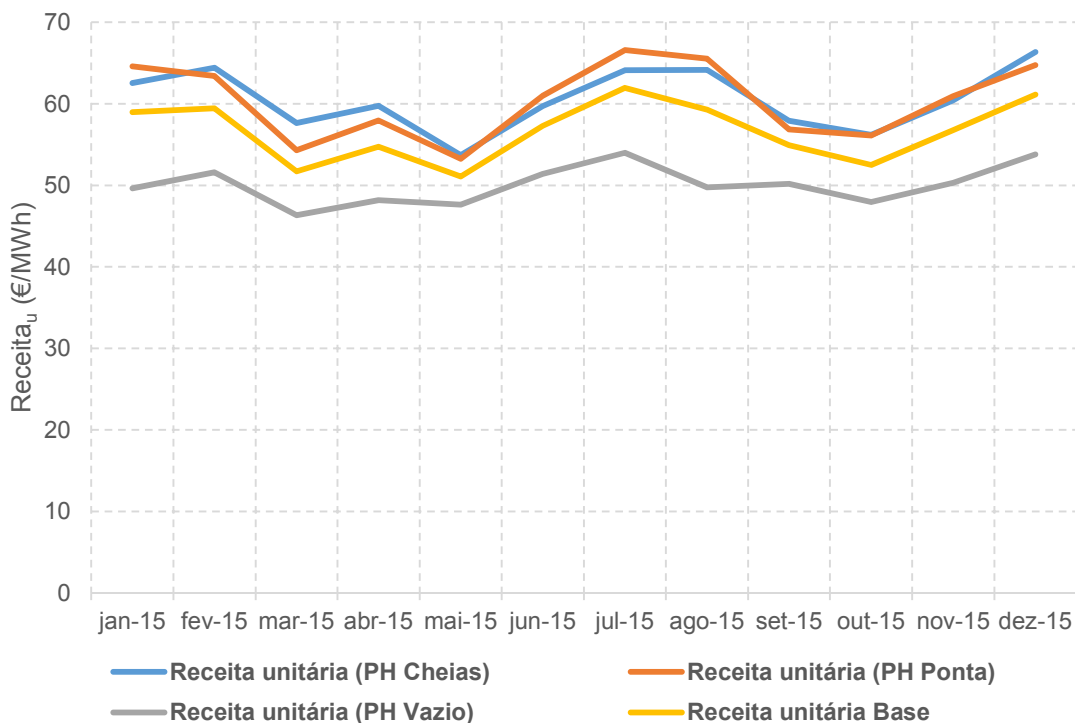


Conforme se extrai da Figura 4-4, o preço do mercado diário do MIBEL foi, em geral, mais elevado no segundo semestre do ano de 2015, com o primeiro semestre marcado por algumas disponibilidades hídricas e, conseqüentemente, por preços médios de mercado reduzidos.

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, em cada período horário, corresponde ao quociente entre a receita obtida nesse período horário e o volume de negociação efetuado no período. A Figura 4-5 apresenta os valores mensais da receita unitária para cada um dos períodos horário e para o período base, obtida pelo Agente Comercial nos diferentes referenciais de contratação.



**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 2015**  
**Média mensal ponderada por volume negociado**



Como se extrai da comparação das duas figuras anteriores, os valores unitários mensais da receita estiveram, consistentemente, acima dos preços médios 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).

Por fim, no Quadro 4-11 são apresentados os valores parciais de cálculo do prémio, 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 energias das duas centrais com CAE não cessados acima do preço médio do mercado diário do MIBEL para os três períodos horários (1,70 €/MWh em vazio e 4,64 €/MWh em cheias e ponta).

**Quadro 4-11 - Valores parciais e cálculo do prémio PAM do incentivo CAE em 2015**

PH	rPH (€/MWh)	pmdPH (€/MWh)	qPH (MWh)	ΣPH (€)
Vazio	50,36	48,66	2 405 504,80	4 089 358,16
Pontas	61,17	59,12	2 787 516,00	5 714 407,80
Cheias	60,86	58,72	910 971,60	1 949 479,22
<b>Média/Soma</b>	<b>56,86</b>	<b>54,90</b>	<b>6 103 992,40</b>	<b>11 753 245,18</b>
<b>Prémio associado ao incentivo (PAM) considerando o escalar k = 0,5</b>				<b>5 876 622,59</b>

A estratégia de contratação seguida pelo Agente Comercial representou, assim, uma receita adicional sobre uma colocação plana em mercado diário de cerca de 11,75 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 5,88 milhões de euros, largamente acima do limite máximo aprovado de 300 000 euros. Consequentemente o valor final do Prémio de Adequação em Mercado PAM previsto no incentivo CAE corresponde, para o ano de 2015, e conforme sumarizado no Quadro 4-12, aos referidos 300 000 euros.

**Quadro 4-12 - Proveitos Prémio de Adequação em Mercado em 2015**

PH	rPH (€/MWh)	pmdPH (€/MWh)	qPH (MWh)	ΣPH (€)
Vazio	50,36	48,66	2 405 504,8	4 089 358,16
Pontas	61,17	59,12	2 787 516,0	5 714 407,80
Cheias	60,86	58,72	910 971,6	1 949 479,22
<b>Média/Soma</b>	<b>56,86</b>	<b>54,90</b>	<b>6 103 992,4</b>	<b>11 753 245,18</b>
k				0,5
<b>PAM</b>				<b>300 000,00</b>

**AJUSTAMENTO PROVISÓRIO EM 2016 DO DIFERENCIAL DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA AOS PRODUTORES COM CAE**

O cálculo do desvio provisório de 2016 é apresentado no Quadro 4-13, incluindo a aplicação de juros, à taxa EURIBOR a 12 meses, calculada com base na média diária de 1 de janeiro a 15 de setembro de 2016, acrescida de 0,75 pontos percentuais.

**Quadro 4-13 - Cálculo do ajustamento provisório da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, em 2016**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR
		2016
1	Sobrecusto recuperado pela GGS	226 137
2	Sobrecusto com a aquisição de energia provisional	187 720
3	Ajustamento t-1	-38 602
4	Ajustamento t-2	-28 367
5	Incentivos CAE e CO2 t-1	2 626
<b>A = 1 - (2-3-4+5)</b>	<b>Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC [(1)-[(2)-(3)-(4)+(5)+(6)]]</b>	<b>-31 179</b>
$i_{t-1}$	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de 2016 + spread	0,721%
<b>B = A * (1+i<sub>t-1</sub>)</b>	<b>Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC atualizado para t</b>	<b>-31 403</b>

No ponto seguinte serão analisados o ajustamento entre os valores previstos e estimados para 2016 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.

Análise do diferencial de custo

O Quadro 4-14 apresenta os valores do diferencial de custo estimado para 2016 pela ERSE, com base em dados verificados até agosto de 2016, comparando-os com os valores previstos no ano anterior pela ERSE nas tarifas de 2016.

**Quadro 4-14 - Desvio do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE estimado para 2016**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
		2016 Tarifas (1)	2016 Tarifas 2017 (2)	[(2)-(1)]/(1) %
<b>Encargo de Potência</b>				
(1a)	Tejo Energia	112 379	111 199	-1,0%
(1b)	Turbogás	110 182	134 632	22,2%
(1)=(1a)+(1b)	<b>Total</b>	<b>222 561</b>	<b>245 831</b>	<b>10,5%</b>
<b>Encargo de Energia</b>				
(2a)	Tejo Energia	80 950	74 989	-7,4%
(2b)	Turbogás	98 749	96 537	-2,2%
(2)=(2a)+(2b)	<b>Total</b>	<b>179 699</b>	<b>171 526</b>	<b>-4,5%</b>
<b>Licenças de CO2</b>				
(3a)	Tejo Energia	20 053	14 470	-27,8%
(3b)	Turbogás	5 455	5 266	-3,5%
(3)=(3a)+(3b)	<b>Total</b>	<b>25 508</b>	<b>19 736</b>	<b>-22,6%</b>
<b>Receitas sem serviços de sistema</b>				
(4a)	Tejo Energia	161 270	124 557	-22,8%
(4b)	Turbogás	111 111	106 868	-3,8%
(4)=(4a)+(4b)	<b>Total</b>	<b>272 381</b>	<b>231 425</b>	<b>-15,0%</b>
<b>Receitas com reserva e regulação terciária</b>				
(5a)	Tejo Energia	0	8 933	-
(5b)	Turbogás	0	12 170	-
(5)=(5a)+(5b)	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>21 104</b>	-
<b>Saldo VPP</b>				
(6a)	Tejo Energia	0	0	-
(6b)	Turbogás	0	0	-
(6)=(6a)+(6b)	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	-
<b>Pagamentos da tarifa de URT a aplicar aos produtores com CAE</b>				
(7a)	Tejo Energia	941	1 851	96,8%
(7b)	Turbogás	1 508	1 305	-13,4%
(7)=(7a)+(7b)	<b>Total</b>	<b>2 448</b>	<b>3 157</b>	<b>28,9%</b>
<b>Outros Custos</b>				
(8a)	Tejo Energia	0	0	-
(8b)	Turbogás	0	0	-
(8)=(8a)+(8b)	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	-
<b>Diferencial de custo (sobrecusto CAE)</b>				
(9a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)+(7a)+(8a)	<b>Tejo Energia</b>	<b>53 053</b>	<b>69 019</b>	<b>30,1%</b>
(9b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)+(7b)+(8b)	<b>Turbogás</b>	<b>104 782</b>	<b>118 702</b>	<b>13,3%</b>
(10)=(9a)+(9b)	<b>Total</b>	<b>157 836</b>	<b>187 720</b>	<b>18,9%</b>

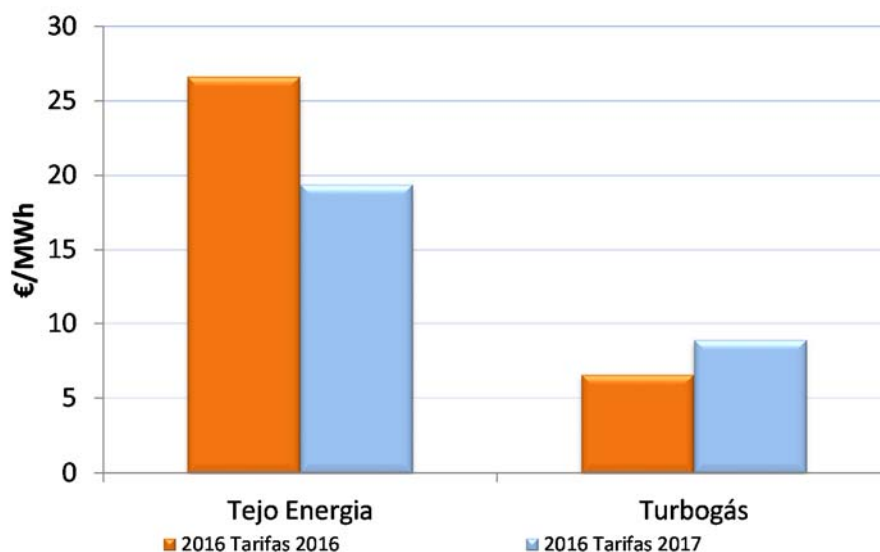
Estima-se que o diferencial de custos com os CAE seja superior ao previsto em cerca de 18,9%. Os principais contributos para este desvio foram o acréscimo da estimativa para o encargo de potência da central da Turbogás e a redução da estimativa para as receitas obtidas pela central da Tejo Energia, face ao previsto nas tarifas de 2016.

O Quadro 4-15 apresenta as principais diferenças em termos de pressupostos considerados em 2016 e os que estão implícitos nas tarifas de 2017, destacando-se o menor valor estimado para as receitas unitárias tanto da Tejo Energia, como da Turbogás, decorrente de um menor preço de energia elétrica no mercado *spot*. Visto que o desvio da receita unitária da Tejo Energia é proporcionalmente superior ao desvio dos custos variáveis, o *mark-up* da central deverá ser em 2016 inferior ao previsto nas tarifas do ano anterior. No caso da Turbogás, este efeito é contrário, o que deverá aumentar o *mark-up* em relação ao previsto no ano de 2016 em Tarifas desse ano.

**Quadro 4-15 - Pressupostos considerados**

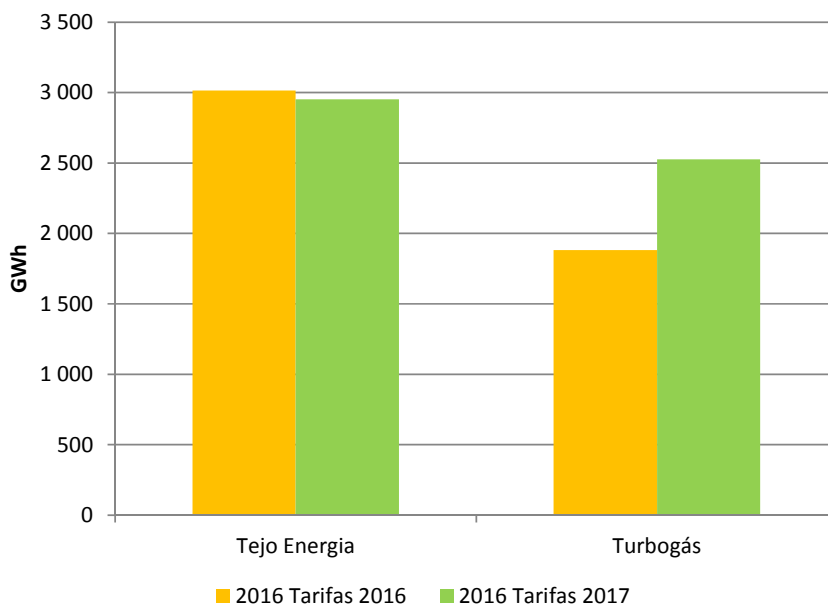
			2016 Tarifas 2016	2016 Tarifas 2017
Tejo Energia	<u>Preço médio do mercado em Portugal</u>	€/MWh	49,2	36,9
	<u>Receita unitária (com serviços sistema)</u>		53,5	45,2
	<u>Custo variável com CO<sub>2</sub></u>		26,8	25,4
	<u>Produção</u>	GWh	3 015	2 951
Turbogás	<u>Preço médio do mercado em Portugal</u>	€/MWh	49,2	36,9
	<u>Receita unitária (com serviços sistema)</u>		59,1	47,1
	<u>Custo variável com CO<sub>2</sub></u>		52,5	38,2
	<u>Produção</u>	GWh	1 881	2 526

**Figura 4-6 - Desvios em 2016 do *mark-up* das centrais com CAE**



A produção estimada para 2016 deverá ficar um pouco abaixo do previsto em tarifas de 2016 na central da Tejo Energia, enquanto a Turbogás deverá ter um acréscimo em relação ao previsto em 2016.

**Figura 4-7 - Quantidades produzidas previstas e estimadas**



A conjugação dos efeitos nos *mark-up* com os desvios da produção das centrais que agora se estima face às previsões das tarifas de 2016 justifica o desvio por excesso entre o diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE estimado para 2016 e previsto em tarifas de 2016.

#### Incentivo para a gestão otimizada dos CAE não cessados

No que respeita ao mecanismo de gestão otimizada dos CAE não cessados assumiu-se como estimativa para 2016, o montante de 2,63 milhões de euros, correspondente ao valor estimado pela REN Trading.

## **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 2017, bem como a descrição e justificação das decisões tomadas pela ERSE respeitantes às atividades reguladas da entidade concessionária da RNT para este ano.

## 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.

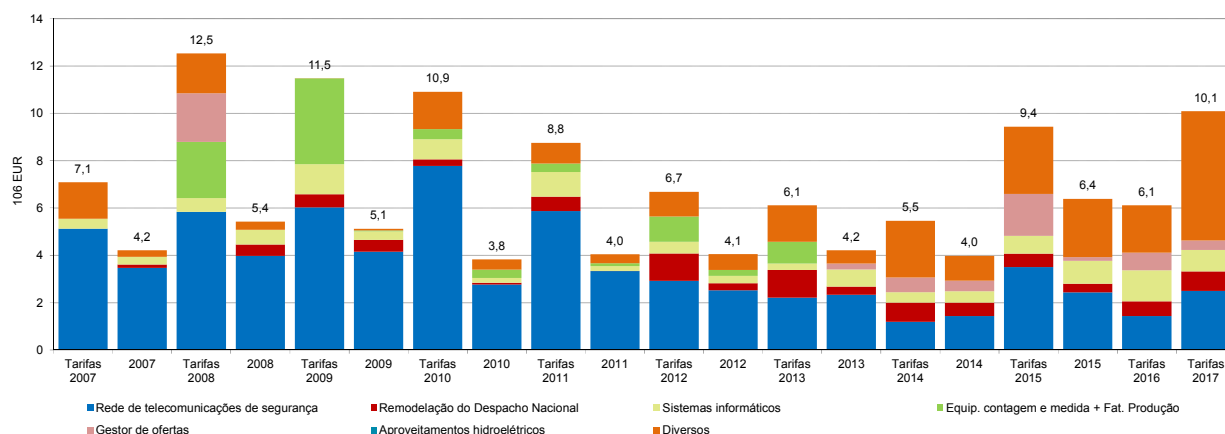
### 4.2.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

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 4-8 pode ser observada a evolução dos valores de investimento ocorridos entre 2006 e 2015, bem como os valores aceites pela ERSE no cálculo das tarifas de 2006 a 2017.

**Figura 4-8 - Investimento a custos técnicos na atividade de Gestão Global do Sistema**



Da análise da Figura 4-8, realça-se que o investimento atingiu o valor mínimo no ano de 2010, tendo apresentado desde esse ano valores de realização acima 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: 10<sup>3</sup> EUR

	Tarifas 2016	Tarifas 2017	Desvio (Tarifas 2017 - Tarifas 2016)	
			Valor	%
Fornecimentos e Serviços Externos	14 646	15 205	559	4,1%
Gastos com Pessoal	7 404	6 630	-774	-13,7%
Outros Gastos Operacionais	444	455	12	0,6%
Impostos	271	382	111	43,0%
Provisões	0	0	0	-
<b>Custos regulação</b>	<b>22 765</b>	<b>22 671</b>	<b>-93</b>	<b>-0,4%</b>
Prestação de serviços	188	218	31	37,6%
Outros Proveitos Operacionais	3 222	1 960	-1 262	-64,2%
Trabalhos Própria Empresa	774	796	21	2,6%
Rendas de Prédios	44	36	-8	-38,2%
<b>Proveitos regulação</b>	<b>4 228</b>	<b>3 009</b>	<b>-1 218</b>	<b>-42,1%</b>
<b>Custos de exploração líquidos dos proveitos de exploração que não resultam da aplicação das tarifas de UGS</b>	<b>18 537</b>	<b>19 662</b>	<b>1 125</b>	<b>6,1%</b>

Na análise do Quadro 4-16 verifica-se um acréscimo, na ordem de um milhão de euros, dos custos de exploração líquidos de proveitos, nos proveitos a considerar no cálculo tarifário para 2017. Esta variação é motivada por um decréscimo dos proveitos de exploração que não resultam da aplicação das tarifas de UGS, com os custos de regulação a registarem um decréscimo apenas marginal. A diminuição dos proveitos de regulação ocorreu ao nível dos Outros Custos Operacionais.

#### Taxa de remuneração

A taxa de remuneração a aplicar nos ativos regulados da atividade de GGS a considerar no cálculo tarifário para 2017 é de 6,13%.

Os proveitos permitidos de 2017 incluem o ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2016, determinado de acordo com a aplicação da taxa de remuneração final para 2016 no imobilizado previsto para esse ano, conforme se pode observar no capítulo 4.2.1.2.

#### Custos com interruptibilidade

Para o ano de 2017 foi considerado um montante previsional de 112,0 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 Portarias n.º 1308/2010, de 23 de dezembro, pela Portaria n.º 215-A/2013, de 1 de julho, e pela Portaria n.º 221/2015, de 24 de julho. Este montante decompõe-se nas seguintes parcelas:

- 78,5 milhões de euros, correspondente à previsão para os custos com o serviço de interruptibilidade em 2017, excluindo o efeito da aplicação da Portaria n.º 215-A/2013.
- 33,5 milhões de euros, relativos à variação do custo com o serviço de interruptibilidade associada à aplicação da Portaria n.º 215-A/2013, composto pelas seguintes parcelas:
  - 29,8 milhões de euros de estimativa para a variação do custo com o serviço de interruptibilidade, associada à aplicação da Portaria n.º 215-A/2013, prestado no ano de 2016, que inclui 706 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;
  - 3,7 milhões de euros, a devolver à empresa, referentes à diferença entre a estimativa da variação do custo com o serviço de interruptibilidade do ano 2015, associada à aplicação da Portaria n.º 215-A/2013, considerada nas Tarifas de 2016 e a variação real deste custo constante nas contas auditadas de 2015.

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

##### Sobrecusto da convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira

O Regulamento Tarifário 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: 10<sup>3</sup> EUR

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	T2016	T2017
<b>Custo RAA</b>															
% da RAA na UGS <sup>1)</sup>	12,04%	13,60%	12,14%	0,00%	0,52%	8,7%	36,7%	23,8%	3,4%	7,1%	6,9%	5,9%	3,3%	2,4%	1,7%
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	38 460
<b>% sobrecusto na TVCF</b>	0,77%	0,98%	1,08%	0,00%	0,07%	1,65%	0,95%	9,86%	1,07%	2,00%	1,96%	1,67%	1,08%	0,85%	0,66%
<b>Custo RAM</b>															
% da RAM na UGS <sup>1)</sup>	9,7%	9,6%	6,7%	0,0%	0,1%	5,3%	30,0%	22,3%	2,0%	5,8%	6,3%	5,3%	2,3%	1,4%	0,4%
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	8 564
<b>% sobrecusto na TVCF</b>	0,62%	0,69%	0,59%	0,00%	0,02%	1,00%	0,78%	9,24%	0,64%	1,63%	1,78%	1,51%	0,75%	0,49%	0,15%

Observa-se uma diminuição substancial dos sobrecustos com a convergência tarifária em ambas as Regiões Autónomas, mas muito mais acentuada na Região Autónoma da Madeira (RAM), sendo que estes sobrecustos situar-se-ão em 2017 ao nível mais baixo desde 2007<sup>16</sup>.

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 2017.

**Quadro 4-18 - Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas referentes a 2006 e 2007**

Unidade: EUR

	Saldo em dívida em 2016	Juros 2017	Amortização e regularização 2017	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2017	Saldo em dívida em 2017
		(1)	(2)	(3) = (1)+(2)	
<b>EDA (BCP e CGD)</b>	<b>12 253 139</b>	<b>26 222</b>	<b>12 253 139</b>	<b>12 279 361</b>	<b>0</b>
Convergência tarifária de 2006	4 320 138	9 245	4 320 138	4 329 383	0
Convergência tarifária de 2007	7 933 001	16 977	7 933 001	7 949 978	0
<b>EEM (BCP e CGD)</b>	<b>6 827 210</b>	<b>14 610</b>	<b>6 827 210</b>	<b>6 841 820</b>	<b>0</b>
Convergência tarifária de 2006	1 579 393	3 380	1 579 393	1 582 773	0
Convergência tarifária de 2007	5 247 816	11 230	5 247 816	5 259 047	0

Parcela associada aos terrenos hídricos

<sup>16</sup>Esta evolução refletirá, em parte, o impacto da diminuição dos preços do petróleo e dos seus derivados nos custos com aquisição dos combustíveis da Região Autónoma dos Açores, que não tem um reflexo da mesma natureza e da mesma intensidade nos custos de energia elétrica do Continente.

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. Para o cálculo das tarifas de 2017 manteve-se a taxa definida no ano anterior, sendo que o valor daí resultante para este ano é de 13,0 milhões de euros.

#### 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.<sup>a</sup> 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, em 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, em 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.<sup>a</sup> 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 2017 tiveram o seguinte tratamento:

- Investimentos transferidos para a exploração em 2016: 410 milhares de euros;

- Investimentos em curso no final de 2016: 52 milhares de euros<sup>17</sup>;
- Taxa média de amortização dos ativos em exploração de 8,9%.

O processo de cálculo tarifário para 2017 inclui o ajustamento aos proveitos permitidos da Enondas definidos para tarifas de 2015. Este ajustamento ascendeu a 9 milhares de euros<sup>18</sup>.

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 2015.

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

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR			
		Tarifas 2015	2015	Tarifas 2016	Tarifas 2017
<b>A = 1 + 2 + 3</b>	Custos com capital	382	373	378	415
1	Amortização dos ativos líquidos de participações	221	217	252	283
2	Valor médio dos ativos fixos afectos à concessionária da Zona Piloto líquidos de participações e de amortizações	2 084	2 008	2 100	2 160
3	taxa de remuneração do ativo fixo afecto à concessionária da Zona Piloto	7,76%	7,76%	5,99%	6,13%
<b>B</b>	Custos de exploração calculados ao abrigo da cláusula 17.ª do Contrato de Concessão, no ano t-1	0	0	0	0
<b>C</b>	Receitas líquidas calculadas ao abrigo da cláusula 22.ª do Contrato de Concessão, no ano t-2				
<b>D</b>	Ajustamento no ano t, dos custos com a concessionária da Zona Piloto tendo em conta os valores ocorridos em t-2			12	9
<b>E = A + B - C - D</b>	Custos com a concessionária da Zona Piloto (A + B - C)	382	373	366	406
<b>F = E - D</b>	Recuperado via UGS			382	
<b>G = F - E</b>	Desvio do ano			9	
$i_{t-1}$	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, $i_{t-1}$ + spread			0,721%	
$i_{t-2}$	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, $i_{t-2}$ + spread			0,668%	
$H = G \times (1 + i_{t-2}) \times (1 + i_{t-1})$	Ajustamento dos custos com a concessionária da Zona Piloto tendo em conta os valores ocorridos			9	

#### Custos com os Incentivos à garantia de potência

O regime de atribuição de incentivos à garantia de potência, subjacente ao cálculo tarifário para 2017, 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 o 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

<sup>17</sup> Este valor inclui encargos indiretos e financeiros imputados ao investimento.

<sup>18</sup> Ajustamento com sinal negativo significa valor a recuperar pela empresa.

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.

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 meses<sup>19</sup>, adicionada do *spread* que seja aplicável nesse ano, nos termos do Regulamento Tarifário em vigor.

Neste contexto legal, o cálculo dos proveitos permitidos de 2017 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 2016 e que foram homologados pelo membro do Governo responsável pela área de energia<sup>20</sup>. O quadro seguinte apresenta a desagregação destes montantes por centro electroprodutor.

---

<sup>19</sup> Média dos valores diários da EURIBOR a 12 meses que é usada nos ajustamentos de t-1.

<sup>20</sup> O Despacho do Sr. Secretário de Estado da Energia, de 11 de outubro de 2016, que aprovou os montantes dos incentivos à garantia de potência de 2016, tem uma ressalva relativamente aos valores das centrais de Baixo Sabor (jusante) e Ribeiradio, cujas disponibilidades carecem de verificações adicionais.

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

Centro Eletroprodutor	Modalidade	Incentivo à garantia de potência respeitante ao ano de 2016					Montante do incentivo 10 <sup>3</sup> EUR	Juros para repercussão T2017 10 <sup>3</sup> EUR	Pagamentos às centrais em 2017 10 <sup>3</sup> EUR
		Potência instalada líquida P <sub>il</sub> [MW]	Coefficiente Disponib. Final cdf	Índice Valorização Disponib. ivd	Índice Cumprimento Prazo icp	N.º meses			
Ciclo Combinado Pego	Disp.	837,00					5 022,0	36,2	5 058,2
Grupo 3	Disp	418,50	1,0000	1,0	n.a.	12	2 511,0	18,1	2 529,1
Grupo 4	Disp	418,50	0,9993	1,0	n.a.	12	2 511,0	18,1	2 529,1
Termoelétrica do Ribatejo	Disp.	1 168,83					7 013,0	50,6	7 063,6
Grupo 1	Disp	389,61	0,9792	1,0	n.a.	12	2 337,7	16,9	2 354,5
Grupo 2	Disp	389,61	0,9858	1,0	n.a.	12	2 337,7	16,9	2 354,5
Grupo 3	Disp	389,61	0,9938	1,0	n.a.	12	2 337,7	16,9	2 354,5
Ciclo Combinado Lares	Disp.	862,66					4 399,6	31,7	4 431,3
Grupo 1	Disp	431,33	0,7161	0,7	n.a.	12	1 811,6	13,1	1 824,7
Grupo 2	Disp	431,33	0,9474	1,0	n.a.	12	2 588,0	18,7	2 606,6
Alqueva II (reforço potência)	Invest.	255,60					2 811,6	20,3	2 831,9
Grupo 1	Invest	127,80	0,9289	1,0	1,00	12	1 405,8	10,1	1 415,9
Grupo 2	Invest	127,80	0,9529	1,0	1,00	12	1 405,8	10,1	1 415,9
Baixo Sabor (jusante)	Invest.	35,20					813,1	5,9	819,0
Grupo 1	Invest	17,60	0,9923	1,0	1,05	12	406,6	2,9	409,5
Grupo 2	Invest	17,60	0,9996	1,0	1,05	12	406,6	2,9	409,5
Ribeiradio-Ermida	Invest.	74,70					1 725,6	12,4	1 738,0
Grupo 1	Invest	74,70	0,9218	1,0	1,05	12	1 725,6	12,4	1 738,0
<b>TOTAL</b>		<b>3 233,99</b>					<b>21 784,8</b>	<b>157,2</b>	<b>21 942,0</b>
<b>Incentivo à Disponibilidade</b>		<b>2 868,49</b>					16 434,5	118,6	16 553,1
<b>Incentivo ao Investimento</b>		<b>365,50</b>					5 350,3	38,6	5 388,9

Medidas de sustentabilidade do SEN decorrentes da legislação em vigor

Foi deduzido o montante de 50 milhões de euros aos custos de interesse económico geral (CIEG) relativos ao diferencial de custo com os CAE, previstos nos proveitos a recuperar para 2017 pela REN por aplicação da tarifa UGS, decorrentes das medidas enquadradas pela legislação e regulamentação complementar. Esta alteração decorre de transferências, previstas no âmbito da legislação em vigor, do Fundo de Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético. No entanto, foram igualmente adicionados 50 milhões de euros, com juros, no ajustamento t-2 dos proveitos permitidos da REN, associados aos montantes não transferidos pelo FSSSE no decorrer do ano de 2015. Em termos tarifários, a combinação destes dois fluxos, em sentido opostos, anulam-se quase integralmente.

Custos com o Plano de Promoção de Eficiência do Consumo

No âmbito da implementação da sexta edição do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC), PPEC 2017-2018, o orçamento para 2016 é de 11,5 milhões de euros.

### **PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA PARA 2017**

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 um aumento dos proveitos permitidos da atividade de Gestão Global do Sistema para o qual contribuiu, entre outros, o aumento do valor do ajustamento dos custos de gestão de sistema a devolver à empresa, bem como, numa muito menor dimensão, os aumentos dos custos com interruptibilidade e com o plano de promoção de eficiência no consumo. Em sentido contrário, destaca-se a redução dos sobrecustos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas.

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

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2016	Tarifas 2017
<b>A</b>	<b>= 1+2+7+8+9-10</b>	<b>149 420</b>	<b>169 670</b>
	Custos de gestão do sistema		
1	Custos de exploração líquidos dos proveitos de exploração que não resultam da aplicação das tarifas de UGS	18 537	19 662
2 = 3+4*5/100-6	Custo com capital	10 425	9 696
3	Amortizações dos ativos fixos	7 368	7 467
4	Valor médio dos ativos fixos líquidos de amortizações e participações	41 076	40 727
5	Taxa de remuneração dos ativos fixos	5,99	6,13
6	Ajustamento t-1 CAPEX	-595	266
7	Custos com interruptibilidade, no ano t	77 767	78 500
8	Interruptibilidade t-1 (com juros) (portaria 1309/2010)	0	0
9	Interruptibilidade t-1 (com juros) (portaria 215-A/2013)	24 754	33 513
10	Ajustamento no ano t, dos custos de gestão do sistema tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-17 938	-28 299
<b>B</b>	<b>= 1'+4'-7'+8'-9'+10'+16'+17'+18'+19'+20'+21'-22'</b>	<b>260 589</b>	<b>231 720</b>
	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	50 578	38 460
2'	Défice tarifários 2006 e 2007	12 313	12 279
3'	Convergência tarifária do ano t	38 265	26 180
4' = 5'+6'	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira	29 102	8 564
5'	Défice tarifários 2006 e 2007	6 860	6 842
6'	Convergência tarifária do ano t	22 242	1 722
7'	Valor previsto do desvio da recuperação pelo operador da rede de transporte do custo com a convergência tarifária das RA's	744	1 115
8'	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	226 137	154 325
9'	Medidas de política energética com impacte na CVEE AC	50 000	50 000
10' = 11'+15'	Parcela associada aos terrenos hídricos	12 861	12 982
11' = 12'/100*14'+13'	Parcela associada aos terrenos afectos ao domínio público hídrico	12 191	12 315
12'	Taxa de acordo com a legislação em vigor	0,10	0,10
13'	Amortizações dos terrenos afetos ao domínio público hídrico	11 934	12 071
14'	Valor médio dos terrenos afetos ao domínio público hídrico, líquido de amortizações e participações	256 446	243 991
15'	Amortizações dos terrenos afetos à zona de proteção hídrica	670	668
16'	Custos com a ERSE	6 057	5 860
17'	Transferência para a Autoridade da Concorrência	371	368
18'	Custos de gestão do PPDA	0	0
19'	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	0	460
20'	Custos com o plano de promoção de eficiência no consumo, previstos para ano t	0	11 500
21'	Custos com a concessionária da Zona Piloto	366	406
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	14 139	-49 911
<b>C</b>	<b>Custos com o mecanismo de garantia de potência</b>	<b>20 298</b>	<b>21 942</b>
<b>D</b>	<b>Custos com o mecanismo de garantia de potência T2012</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>E</b>	<b>= A + B + C + D</b>	<b>430 307</b>	<b>423 332</b>
<b>F</b>	<b>Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica</b>	<b>226 137</b>	<b>154 325</b>
<b>G</b>	<b>= E - F + 9'</b>	<b>254 170</b>	<b>319 008</b>



#### 4.2.1.2 AJUSTAMENTOS

De acordo com os Artigos 84.º a 86.º do Regulamento n.º 551/2014, de 15 dezembro, os proveitos a proporcionar em 2017 pela tarifa de Uso Global do Sistema são ajustados pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2015 e os que resultam da aplicação das respetivas fórmulas de ajustamentos definidas nos artigos anteriormente referidos, com base nos valores verificados em 2015.

O ajustamento dos proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema relativamente ao ano de 2015 a repercutir nas tarifas de 2017 encontra-se calculado no Quadro 4-22 <sup>21</sup>.

---

<sup>21</sup> 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 2015**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR	
		2015	Tarifas 2015
		10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR
<b>A = a + b + c /100 - d + e + f - g</b>	<b>Custos de gestão do sistema</b>	<b>202 586</b>	<b>175 225</b>
a	Amortizações dos ativos fixos	7 687	7 315
b	Valor médio dos ativos fixos líquidos de amortizações e participações	40 265	41 110
c	Taxa de remuneração dos ativos fixos	<b>5,99</b>	<b>6,40</b>
d	Ajustamento CAPEX t-1	<b>1 332</b>	<b>1 332</b>
e	Custos de exploração afetos à gestão do sistema, líquidos dos proveitos de gestão do sistema que não resultam da aplicação da Tarifa de U	17 860	16 551
f	Custos com interruptibilidade	104 628	78 729
g	Ajustamento no ano t, dos custos de gestão do sistema tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-71 330	-71 330
<b>B = h + i - j + k - l + m + n + o + p + q + r + s -</b>	<b>Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral</b>	<b>183 283</b>	<b>135 025</b>
h	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores	62 712	62 712
i	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira	43 675	43 675
j	Valor previsto do desvio da recuperação pelo operador da rede de transporte do custo com a convergência tarifária das RAs	537	537
k	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	149 138	149 138
l	Medidas de política energética com impacto na CVEE AC	64 376	114 376
m	Parcela associada aos terrenos hídricos	13 167	13 167
	Parcela associada aos terrenos domínio público hídrico	12 495	12 495
	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	0,10	0,10
	Amortizações dos terrenos afetos ao domínio público hídrico	12 227	12 227
	Valor médio dos terrenos afetos ao domínio público hídrico, líquido de amortizações e participações	268 251	268 251
	Parcela associada aos terrenos da zona de proteção hídrica	672	672
	Amortizações dos terrenos afetos à zona de proteção hídrica	672	672
n	Custos com a ERSE	5 630	5 630
o	Transferência para a Autoridade da Concorrência	356	356
p	Custos de gestão do PPDA	0	0
q	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, nomeadamente custos do OMP e OMI C	0	0
r	Custos com o PPEC	-1 742	0
s	Custos com a concessionária da zona Piloto	382	382
t	Ajustamento no ano t, dos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral tendo em conta os valores ocorridos em t-2	25 122	25 122
<b>C</b>	<b>Custos com o mecanismo de garantia de potência</b>	<b>2 868</b>	<b>0</b>
<b>D</b>	<b>Custos com o mecanismo de garantia de potência, referente a T2012</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>D'</b>	<b>Ajustamento extraordinário não refletido em T2015</b>	<b>1 889</b>	
<b>E = A + B + C + D - D'</b>	<b>Proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS</b>	<b>386 848</b>	<b>310 250</b>
<b>F</b>	<b>Proveitos faturados com a tarifa de Uso Global do Sistema</b>	<b>309 862</b>	
<b>G = F - E</b>	<b>Diferença entre os proveitos faturados e os proveitos permitidos</b>	<b>-76 986</b>	
<b>H = G x (1+v) x (1+x)</b>	<b>Diferença entre os proveitos faturados e os proveitos permitidos atualizados para 2015</b>	<b>-78 059</b>	
u	Valor previsto, em 2013, do desvio da recuperação pela REN do custo com a convergência tarifária das RAs, deduzido em 2014	744	
<b>I = u x (1+x)</b>	<b>Valores provisórios relativos a 2013 considerados nas tarifas de 2014, atualizados para 2015</b>	<b>750</b>	
<b>J = H - I</b>	<b>Ajustamento em t, dos proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema facturados em t-2</b>	<b>-78 809</b>	
v	i2015 Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários do ano 2015 + spread	0,668%	
x	i2016E Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de 2016 + spread	0,721%	
y	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de Gestão Global do Sistema relativo ao ano t-1	-595	
<b>K = J - y x (1+x)</b>	<b>Ajustamento em t, dos proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema facturados em t-2</b>	<b>-78 210</b>	

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 2015, sobretudo por via da redução na ordem dos 10% 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: 10<sup>3</sup> EUR

	2015 (1)	Tarifas 2015 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
<b>Investimento Custos Técnicos</b>	6 386	7 094	-10,0%
<b>Activo Fixo Bruto</b>			
Saldo Inicial (1)	231 782	226 218	2,5%
Investimento Directo	391	551	
Transferências p/ exploração	5 865	5 148	
Reclassificações, alienações e abates	-264	-989	
Saldo Final (2)	237 773	230 928	3,0%
<b>Amortização Acumulada</b>			
Saldo Inicial (3)	189 831	183 013	3,7%
Amortizações do Exercício	7 743	7 040	
Regularizações	-240	0	
Saldo Final (4)	197 334	190 053	3,8%
<b>Comparticipações</b>			
Saldo inicial líquido (5)	958	958	0,0%
Comparticipações do ano	0	0	
Amortizações do ano	55	56	
Saldo Final (6)	903	902	0,1%
<b>Activo líquido a remunerar</b>			
Valor de 2014 (7) = (1) - (3) - (5)	40 993	42 248	-3,0%
Valor de 2015 (8) = (2) - (4) - (6)	39 537	39 973	-1,1%
<b>Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2</b>	<b>40 265</b>	<b>41 110</b>	<b>-2,1%</b>

#### TAXA DE REMUNERAÇÃO

Refletindo a metodologia de indexação apresentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, o custo de capital varia com base na evolução da média das *yields* das Obrigações do Tesouro a 10 anos da República Portuguesa, 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 2015 foi de 6,40% para remunerar a atividade de GGS. Tendo em conta a evolução das cotações médias diárias das Obrigações do Tesouro da República Portuguesa a 10 anos, a taxa de remuneração final para esse ano corresponde a 5,99%.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2015, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2016, foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2015.

**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.

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

	2015	Tarifas 2015	Desvio (2015- Tarifas 2015)	
			Valor	%
Custos operacionais	22 036	20 124	1 912	9,5%
Trabalhos Própria Empresa (TPE)	891	1 149	-257	-22,4%
Custos de exploração líquidos de TPE	21 144	18 976	2 169	11,4%
Serviços de sistema	60	0	60	
Custos de exploração afectos à gestão do sistema	21 204	18 976	2 229	11,7%
Proveitos afectos à exploração (excluindo TPE)	3 344	2 424	920	37,9%
Custos de exploração afectos à gestão do sistema, líquidos dos proveitos de gestão do sistema que não resultam da aplicação da Tarifa de UGS	17 860	16 551	1 309	7,9%
CGPPDA	0	0		
Custos com OMIP e OMIClear	0	0		

O aumento de 7,9% nos custos de exploração líquidos dos proveitos resulta do efeito do acréscimo dos custos de regulação superiores ao aumento dos proveitos de exploração que não resultam da aplicação das tarifas de UGS. 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 2015 os custos com interruptibilidade ascenderam a 109,9 milhões de euros, englobando 27,7 milhões de euros respeitantes à variação do custo com o serviço de interruptibilidade prestado no ano de 2016, associada à aplicação da Portaria n.º 215-A/2013. 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 2015 foi repercutido nas Tarifas de 2016.

Assim, para efeitos do ajustamento dos custos com interruptibilidade referentes ao ano de 2015, foram considerados os valores reais correspondentes a esse ano, ou seja:

- Diferença entre a estimativa da variação do custo com o serviço de interruptibilidade do ano 2015, associada à aplicação da Portaria n.º 215-A/2013, considerada nas Tarifas de 2016 e a variação real deste custo constante nas contas auditadas. Esta diferença é de 3,7 milhões de euros, a devolver à empresa. Este montante foi incluído na rubrica de proveitos referente a esta Portaria;
- Custo com o serviço de interruptibilidade do ano 2015, excluindo o efeito da aplicação da Portaria n.º 215-A/2013 (82,2 milhões de euros)

Assim, o montante total dos custos com interruptibilidade obtido para efeitos do ajustamento de 2015, a repercutir nas tarifas de 2017, é superior em cerca de 30 milhões de euros às previsões efetuadas.

## **CUSTOS COM OS INCENTIVOS À GARANTIA DE POTÊNCIA**

Aquando do cálculo tarifário de 2015, os montantes do incentivo à garantia de potência referentes a 2014, que deveriam ser repercutidos nas tarifas de 2015, ainda não tinham sido aprovados pelo membro do Governo responsável pela área da energia. Por este motivo, no cálculo dos proveitos da atividade de GGS para 2015 não foram considerados quaisquer montantes para esta rubrica.

A homologação dos montantes de garantia de potência referentes ao ano de 2014 foi determinada por Despacho do Secretário de Estado da Energia de julho de 2015, correspondendo ao incentivo ao investimento a atribuir ao reforço de potência do aproveitamento hidroelétrico de Alqueva (Alqueva II), com um valor de 2 811,6 milhares de euros. Nos termos do artigo 17.º da Portaria n.º 251/2012, em 2015 a REN pagou ao centro electroprodutor este valor acrescido de juros, num montante de 2 867,7 milhares de euros.

No cálculo tarifário de 2017 considerou-se para efeitos dos ajustamentos do ano 2015 da atividade de GGS, o montante pago pela REN acima referido que, por comparação com o valor nulo da garantia de

potência assumido nas tarifas de 2015, originou um desvio a devolver à empresa de cerca de 2,9 milhões de euros.

#### **CUSTOS COM O PLANO DE PROMOÇÃO DE EFICIÊNCIA NO CONSUMO**

No ajustamento de 2015 a repercutir em 2017 foram considerados 1 747 252 euros resultantes de orçamentos não executados e juros sobre pagamentos não efetuados em 2015 relativamente a duas edições do Plano de Promoção de Eficiência no Consumo (PPEC). Em baixo é apresentado o detalhe da execução do PPEC.

##### PPEC 2011-2012

Tendo a REN efetuado pagamentos no valor de 4 666 109 euros em 2015, é necessário devolver aos consumidores 85 195 euros relativos a juros sobre o valor que a REN dispunha no final do ano de 2015 para pagamentos em 2016 (5 107 641 euros). Adicionalmente, uma medida do PPEC 2011-2012 foi concluída e executada com um custo inferior ao inicialmente previsto tendo o orçamento correspondente (91 229 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 2 918 974 euros em 2015, é necessário devolver aos consumidores 293 624 euros relativos a juros sobre o valor que a REN dispunha no final do ano de 2015 para pagamentos em 2016 (17 603 362 euros). Adicionalmente ocorreu a desistência de três medidas do PPEC 2013-2014, tendo o orçamento correspondente (1 277 204 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**

Unidade: euros

	PPEC 2011-2012	PPEC 2013-2014	Total
Valor não executado	91 229	1 277 204	1 368 433
Juros sobre pagamentos não efetuados ano t-2	85 195	293 624	378 820

Assim, em termos globais, o ajustamento relativo a t-2 corresponde aos juros a devolver aos consumidores, no valor de 378 820 euros, adicionado do valor já conhecido como sobranço das duas edições do PPEC a devolver aos consumidores, 1 368 433 euros. De referir que sobre o valor dos juros não incidirá atualização adicional para 2017.

**VALOR PREVISTO DO DESVIO DA RECUPERAÇÃO DO ORT DO CUSTO COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA PAGO DURANTE O ANO DE 2016**

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 <sup>3</sup> EUR
		2016
1	Custos com a convergência tarifária da RAA previsto em 2015 para tarifas 2016	50 578
2	Custos com a convergência tarifária da RAM previsto em 2015 para tarifas 2016	29 102
3	Proveitos a recuperar pela REN, no âmbito da GGS, previsto em 2015 para tarifas 2016	430 307
4 = 5*6*1000	Valor previsto dos proveitos faturados pela aplicação da tarifa de UGS em 2016	436 286
5	quantidades (GWh)	49 230
6	tarifa (€/kWh)	0,00886
7	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de 2016	-0,029%
8	Spread no ano t-1	0,750%
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	1 115

**ACERTO PROVISÓRIO NO CAPEX DE 2016**

Foi realizado um ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2016 da GGS, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração estimada para 2016. 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 2016 da GGS**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR
		T2017
	<b>Valor do custo com capital da atividade de Gestão Global do Sistema previsto em 2015 para tarifas de 2016</b>	<b>Tarifas 2016</b>
1	Custo com capital [(1) = (2) + (3) * (4)]	9 830
2	Amortizações dos activos fixos	7 368
3	Valor médio dos activos fixos líquidos de amortizações e participações	41 076
4	Taxa de remuneração dos activos fixos	5,99%
	<b>Valor do custo com capital da atividade de Gestão Global do Sistema estimado em 2016 para 2016</b>	<b>2016 em 2016</b>
5	Custo com capital [(5) = (6) + (7) * (8)]	9 566
6	Amortizações dos activos fixos	7 171
7	Valor médio dos activos fixos líquidos de amortizações e participações	39 089
8	Taxa de remuneração dos activos fixos	6,13%
9	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de 2015	-0,029%
10	Spread no ano t-1	0,750%
11 = [(1 - 5) * (1 + (9 + 10))]	Ajustamento provisório de 2016 do Custo com Capital da Atividade de Gestão Global do Sistema	266

#### 4.2.2 ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA

Os proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica decorrem, principalmente, 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.

##### 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.



### Valorização de investimentos a custos de referência

O mecanismo de valorização dos investimentos da Rede Nacional de Transporte de eletricidade a custos de referência estabelecido pelo Despacho n.º 14430/2010, de 15 de setembro, foi revisto para o período de regulação 2015-2017, através da Diretiva n.º 3/2015, de 29 de janeiro.

A análise dos custos de investimento das obras com transferência para exploração prevista para 2016 e 2017 mostra que os valores estimados e previsionais indicados pela REN são, na generalidade, inferiores aos respetivos custos de referência, o que corresponde a uma expectativa de realização eficiente destas obras à luz do mecanismo em vigor. Estes valores foram considerados pela ERSE para o cálculo dos rácios  $C_{ref}/C_{real}$  por obra relativos a 2016 e 2017, os quais são necessários para a aplicação do mecanismo de custos de referência nestes anos, designadamente para determinar o valor do ativo a remunerar com prémio no custo de capital.

No que respeita ao cálculo dos custos de referência propriamente ditos, foram considerados no cálculo dos proveitos para 2017 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; e (iii) os valores dos índices de atualização de custos disponibilizados até 31 de julho 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 de 2017 foi calculada à taxa com prémio.

**Quadro 4-28 - Imobilizado a custos de referência relativo a investimento transferido para exploração em 2016 e 2017**

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

	2016	2017
Imobilizado aceite a custos de referência c/ prémio na taxa de remuneração	123 552	103 662
Subestações	81 826	59 485
Linhas	41 726	44 177

Nota: Estes valores são apresentados a custos totais.

Fonte: ERSE, REN

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;
- Transformadores<sup>22</sup> – 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 Proteção<sup>23</sup> – 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 2017. 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.

<sup>22</sup> Esta metodologia de valorização dos investimentos de substituição dos transformadores foi usada por não existir um cadastro contabilístico individualizado por máquina.

<sup>23</sup> 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.

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

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR	
		T2016	T2017
(1)	Taxa de remuneração	6,74%	6,88%
(2)	Parâmetro do incentivo	85,0%	85,0%
<b>Linhas</b>			
(3)	Ativo em fim de vida útil aceite	352 460	355 381
(4)	N.º de anos de vida útil	30	30
(5) = (3) / (4)	Amortização do exercício	11 749	11 846
(6) = (5) x 0,5 x (1)	Remuneração do ativo em fim de vida útil	396	407
(7) = (5) + (6)	<b>Custo com capital</b>	12 145	12 253
(8) = (7) x (2)	<b>Incentivo para Linhas</b>	<b>10 323</b>	<b>10 415</b>
<b>Transformadores</b>			
(9)	Ativo em fim de vida útil aceite	190 442	191 558
(10)	N.º de anos de vida útil	30	30
(11) = (9) / (10)	Amortização do exercício	6 348	6 385
(12) = (11) x 0,5 x (1)	Remuneração do ativo em fim de vida útil	214	220
(13) = (11) + (12)	<b>Custo com capital</b>	6 562	6 605
(14) = (13) x (2)	<b>Incentivo para Transformadores</b>	<b>5 578</b>	<b>5 614</b>
<b>Sistemas de Comando e Proteção</b>			
(15)	Ativo em fim de vida útil aceite	48 460	61 628
(16)	N.º de anos de vida útil	10	10
(17) = (15) / (16)	Amortização do exercício	4 846	6 163
(18) = (17) x 0,5 x (1)	Remuneração do ativo em fim de vida útil	163	212
(19) = (17) + (18)	<b>Custo com capital</b>	5 009	6 375
(20) = (19) x (2)	<b>Incentivo para Sistemas Proteção e Comando</b>	<b>4 258</b>	<b>5 419</b>
(15) = (8) + (14) + (20)	<b>Total do incentivo</b>	<b>20 159</b>	<b>21 448</b>

Fonte: ERSE, REN

### Taxa de remuneração

Para os investimentos valorizados com base em custos reais, a taxa de remuneração do ativo prevista para 2017 é de 6,13%. 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 6,88%.

Os proveitos permitidos de 2017 incluem o ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2016, 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.

### Custos de natureza ambiental

Conforme apresentado no Quadro 4-31 os custos aceites pela ERSE de natureza ambiental ascendem a 3 749 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 2017 são cerca de 3 549 milhares de euros, o valor mais elevado desde 2016, tal como se pode verificar no Quadro 4-30.

Considera-se que estes custos decorrem de uma medida de carácter genérico, sendo da responsabilidade inerente à atividade desenvolvida pelo operador da rede de transporte e não decorrem de uma decisão política, pelo que, tal como o Estado português se comprometeu no programa de assistência financeira, estes custos não poderão ser considerados como custos de interesse económico geral (CIEG). No próximo período regulatório, estes custos serão contemplados na definição da base de custos dos custos de exploração sujeitos a aplicação de metas de eficiência.

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

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Limpeza de florestas	351	708	1 389	2 395	3 691	651	3 241	428	3 092	2 800	3 500	3 549

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

Incluem-se ainda nesta rubrica 200 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 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2016	Tarifas 2017
<b>A</b>	Custos de exploração [(1) + (2) x (3) + (4) x (5)]	31 709	32 048
1	Componente de custos de exploração	31 513	31 866
2	Custo incremental associado à extensão de rede	393	395
3	Variação da extensão de rede, em quilómetros	168	129
4	Custo incremental associado aos painéis de subestações	4 996	5 031
5	Variação do número de painéis de subestações	26	26
<b>B</b>	Custos associados com a captação e gestão de subsídios comunitários	0	0
<b>C</b>	Custos com capital [(7) + (8)]	234 173	275 442
7	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais [(a) + (b) x (c) - (d)]	116 498	136 501
a	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	68 123	71 473
b	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	990 959	962 774
c	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	5,99	6,13
d	Ajustamento t-1 CAPEX	11 017	-6 047
8	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência [(e) + (f) x (g) - (h)]	117 675	138 941
e	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	45 876	55 584
f	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	1 163 629	1 175 797
g	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	6,74	6,88
h	Ajustamento t-1 CAPEX	6 669	-2 508
<b>D</b>	Incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil [(9) x (10) x (1 + 0,5 x (11) + (12))]	20 159	21 448
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	22 943	24 394
11	Taxa de remuneração a aplicar aos equipamentos que após o final de vida útil se encontrem em exploração	6,74%	6,88%
<b>E</b>	Valor da compensação entre operadores das redes de transporte	500	200
<b>F</b>	Custos de natureza ambiental	2 460	3 749
<b>G</b>	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, atualizados para o ano t	0	0
<b>H</b>	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-5 534	-8 636
<b>I</b>	Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica [ A + B + C + D + E + F + G - H ]	294 535	341 523

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 incremento do valor do custo do capital, quer por via do valor do ajustamento de CAPEX de t-1 a pagar à empresa, quer por via do incremento do valor do custo de capital, principalmente do custo referente aos ativos calculados com base em custos de referência.

#### 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 88.º do Regulamento n.º 551/2014, de 15 dezembro, sendo o cálculo do ajustamento t-2 dado pela expressão estabelecido no n.º 6 desse mesmo artigo.

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 2015**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR	
		2015	Tarifas 2015
		10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR
$A = 1 + (2 \cdot 3 / 1000) + (4 \cdot 5 / 1000)$	Custos de exploração	31 700	31 819
1	Componente de custos de exploração	31 578	31 578
2	Custo incremental associado à extensão de rede (€/km)	395	395
3	Variação da extensão de rede, em quilómetros	36	318
4	Custo incremental associado aos painéis de subestações (€/ painel)	5 030	5 030
5	Variação do n.º de painéis de subestações	22	23
<b>B = 6 + 7</b>	<b>Custos com capital</b>	<b>222 678</b>	<b>235 602</b>
$6 = a + b \cdot c \cdot d$	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	123 012	125 934
a	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	73 279	72 554
b	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	1 048 377	1 038 739
c	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	5,99%	6,40%
d	Ajustamento t-1 CAPEX	13 100	13 100
$7 = e + f \cdot g \cdot h$	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	99 666	109 667
e	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	45 034	47 098
f	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	1 052 081	1 103 272
g	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	6,74%	7,15%
h	Ajustamento t-1 CAPEX	16 314	16 314
$C = 8 \times 9 \times (1 + 0,5 \times 10) - 11$	Incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil	18 651	14 959
8	Parâmetro associado ao incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil	85,00%	85,00%
9	Somatório dos investimentos em final de vida útil / n.º de anos de vida útil	21 227	16 992
10	Taxa de remuneração a aplicar aos equipamentos que após o final de vida útil se encontrem em exploração	6,74%	7,15%
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	-1 771	-2 800
E	Custos de natureza ambiental	3 278	3 333
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	23 404	23 404
<b>H = A + B + C + D + E + F - G</b>	<b>Proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Elétrica</b>	<b>251 132</b>	<b>259 509</b>
I	Proveitos faturados da actividade de Transporte de Energia Elétrica por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte	260 184	
$12 = I - H$	Diferença entre os proveitos faturados e os proveitos permitidos	9 052	
$J = 12 \cdot (1+m) \cdot (1+n)$	Diferença entre os proveitos faturados e os proveitos permitidos atualizado para t	9 178	
K	Incentivo à disponibilidade da rede de transporte, referente a t-2	0	
$L = J - K$	Ajustamento em t dos proveitos da actividade de Transporte de Energia Elétrica, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	9 178	
m	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários do ano 2014 + spread	0,668%	
n	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de 2015 + spread	0,721%	
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	11 017	
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	6 669	
$O = L - tcr \cdot (1+m) - tcref \cdot (1+n)$	Ajustamento em t, dos proveitos da actividade de Transporte de Energia Elétrica faturados em t-2	-8 636	

#### CUSTOS OPERACIONAIS DE EXPLORAÇÃO E CUSTOS INCREMENTAIS

O valor dos custos de exploração para 2017 resulta da aplicação do mecanismo de custos incrementais, tendo sido apurados da seguinte forma: (i) custos aceites em tarifas de 2016, 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 2016, 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 2017.

**Quadro 4-33 - Cálculo dos custos incrementais em Tarifas de 2016**

		T2016	T2017	Variação (T2017 - T2016) / (T2016)
1	Componente fixa (10 <sup>3</sup> EUR) IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre) Fator de eficiência (%)	31 513	31 866 2,20% 1,50%	1,12%
2	Custos incrementais por km de rede (€/km) Fator de eficiência km de rede (%)	393	395 1,5%	0,70%
3	Variação dos km de rede (valor médio do ano) (km)	168	129	-23,22%
4	Custos incrementais por por painel de subestação (€/painel) Fator de eficiência por painel de subestação (%)	4 996	5 031 1,5%	0,70%
5	Variação do n.º de painéis (valor médio do ano)	26	26	0,00%
[(1)+(2)x(3)/1000+(4)x(5)/1000] Custos de exploração		31 709	32 048	1,07%

#### VALORIZAÇÃO DE INVESTIMENTOS A CUSTOS DE REFERÊNCIA

A valorização a custos de referência dos investimentos transferidos para exploração em 2015 obedeceu às disposições do Despacho n.º 14 430/2010, de 15 de setembro, com as alterações introduzidas pela Diretiva n.º 3/2015, de 29 de janeiro. Conforme previsto no artigo 15.º do Anexo I deste diploma, a REN apresentou o relatório de auditoria à aplicação dos custos de referência em 2015, que pretende validar a informação necessária para a aplicação do mecanismo de custos de referência, designadamente, as características físicas das obras transferidas para exploração, o respetivo custo real e o custo de referência por obra, atualizado e sujeito a metas de eficiência.

Relativamente à auditoria à aplicação deste mecanismo aos investimentos transferidos para exploração em 2015, a ERSE acompanhou as diferentes fases da realização da auditoria, incluindo verificações no terreno de algumas das obras e análise a procedimentos realizados pelo auditor em escritório e aos documentos utilizados na determinação dos custos reais.

O acompanhamento no terreno permitiu verificar que a subestação de Vila Nova de Famalicão não estava a ser explorada na tipologia prevista, uma vez que os circuitos a 400kV que se previa estarem ligados no final de 2015, não estavam a ser usados na totalidade, faltando a ligação do circuito proveniente da subestação de Pedralva. Face ao atraso na ligação deste último circuito, planeado inicialmente pela REN para 2015 mas que terá sido adiado para 2016, parece não ser possível obter de imediato os benefícios para os quais a subestação foi concebida. Assim, no âmbito da sua atividade de

supervisão, a ERSE encontra-se a analisar a situação, não tendo considerado esta subestação no valor do imobilizado a remunerar da atividade de TEE em 2015.

O Quadro 4-34 resume os resultados da aplicação do mecanismo de custos de referência aos investimentos na RNT transferidos para exploração em 2015, que incorpora a decisão acima referida de não considerar incluir a Subestação de Vila Nova de Famalicão na base ativos de 2015.

**Quadro 4-34 - Impacte da aplicação do mecanismo na base de ativos em 2015**

	Custo real 10 <sup>3</sup> EUR			
Imobilizado sujeito à aplicação do mecanismo de custos de referência	103 022			
Subestações	46 339			
Linhas	56 683			
	Custo real 10 <sup>3</sup> EUR	% c/ prémio após aplicação do mecanismo	Custo de referência 10 <sup>3</sup> EUR	Δ % Custo Referência / Real
Imobilizado a custos de referência c/ prémio na taxa de remuneração	102 672	99,7%	105 758	3,0%
Subestações	45 989	99,2%	46 195	0,4%
Linhas	56 683	100,0%	59 563	5,1%

Fonte: ERSE, REN

#### TAXA DE REMUNERAÇÃO

Refletindo a metodologia de indexação apresentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, o custo de capital varia com base na evolução da média das *yields* das Obrigações do Tesouro a 10 anos da República Portuguesa, 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 2015 foi de 6,40% para remunerar os ativos valorizados a custos reais da TEE e de 7,15% para remunerar os ativos valorizados a custos de referência. Tendo em conta a evolução das cotações médias diárias das Obrigações do Tesouro da República Portuguesa a 10 anos, a taxa de remuneração final para esse ano corresponde a 5,99% para remunerar os ativos valorizados a custos reais da TEE e de 6,74% para remunerar os ativos valorizados a custos de referência.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2015, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2016, foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2015.

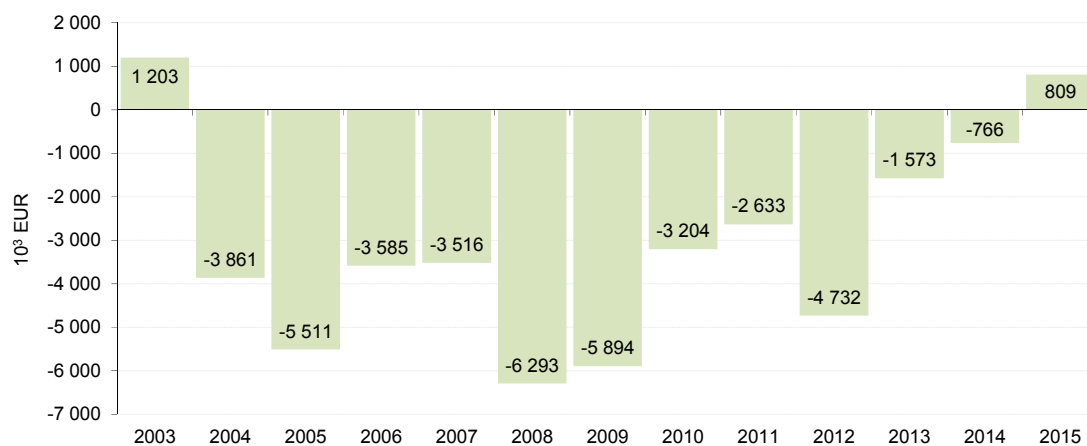
#### CUSTOS COM COMPENSAÇÃO ENTRE OPERADORES DA REDE DE TRANSPORTE

O crescimento das importações decorrentes de contratações no mercado liberalizado e das vendas da REN, acompanhado por uma redução da energia de trânsito que levou a que a REN tivesse passado de



uma situação de recebedora, em 2003, para pagadora entre 2004 e 2014, conforme se demonstra na Figura 4-9. Em 2015 a REN registou novamente uma situação de recebedora. O montante recebido pela REN em 2015 ascende a 809 milhares de euros.

**Figura 4-9 - Compensação entre TSO**



Fonte: REN

A receita associada ao mecanismo de gestão conjunta da interligação Portugal - Espanha em 2015 atingiu 630 milhares de euros aos quais foram adicionados 272 milhares de euros resultantes de *Financial Transaction Rights (FTR)*. O saldo remanescente em 31 de dezembro foi de 963 milhares de euros, que inclui o saldo das ações coordenadas de balanço (Serviços de Sistema).

#### **CUSTOS DE NATUREZA AMBIENTAL**

Conforme apresentado no Quadro 4-32, os custos de natureza ambiental aceites pela ERSE ascendem a 3 278 milhares de euros, sendo que 2 800 milhares de euros correspondem a custos com limpezas de florestas e 478 milhares de euros relativos ao saldo associado à obrigação legal de desvios de linhas. O quadro infra apresenta igualmente a variação entre o previsto para Tarifas 2015 e o ocorrido no mesmo ano.

**Quadro 4-35 - Custos de natureza ambiental**

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

	Tarifas 2015	2015	Variação %
Compensações sociais e ambientais	0	0	
Limpeza de florestas	3 033	2 800	-8%
Desvios de linhas obrigação legal	300	478	59%
Custos de natureza ambiental	3 333	3 278	-2%

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

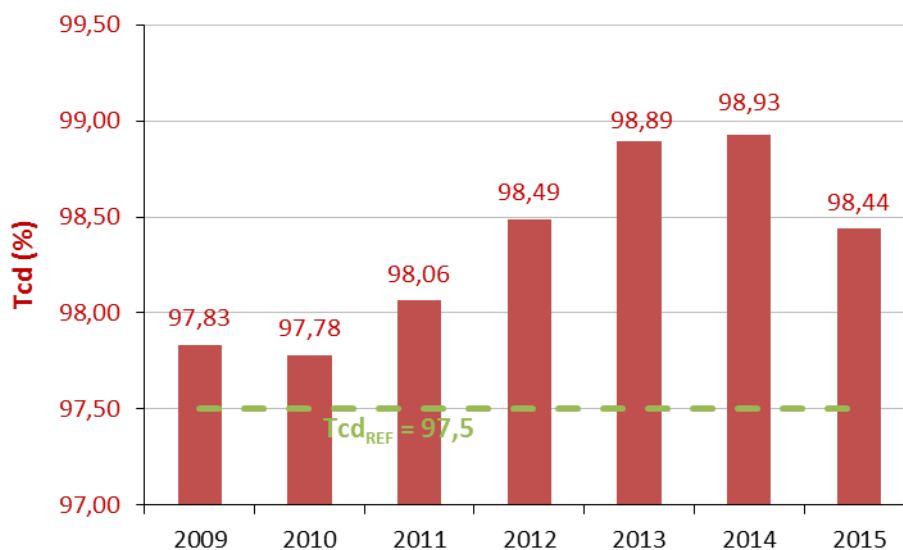
O artigo 131.º do Regulamento Tarifário prevê o mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT que tem por objetivo promover a eficiência da operação e manutenção da RNT.

Este mecanismo de incentivo já teve a sua aplicação durante os dois períodos regulatórios de 2009-2011 e de 2012-2014. Em dezembro de 2014, para o período regulatório de 2015-2017, a ERSE decidiu tornar nulo o valor máximo da penalidade e do prémio associado, mantendo os restantes parâmetros do incentivo.

Cumprindo o estabelecido regulamentarmente, a informação disponibilizada pelo operador da RNT permitiu determinar o valor de 98,44 para a “taxa combinada de disponibilidade” (Tcd) da RNT de 2015, demonstrando um desempenho superior ao estabelecido pela “taxa combinada de disponibilidade de referência”, (Tcd<sub>REF</sub>).

A Figura 4-10 apresenta a evolução de Tcd ao longo do tempo de aplicação deste mecanismo.

**Figura 4-10 - Mecanismo de Incentivo ao Aumento da Disponibilidade dos Elementos da RNT e respectivos valores dos parâmetros para 2012-2014**



#### ACERTO PROVISÓRIO NO CAPEX DE 2016

Foi realizado um ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2016 da TEE, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa estimada para 2016. 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 2016 da TEE**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR
		T 2017
	<b>Valor do custo com capital da atividade de Transporte de Energia Eléctrica previsto em 2015 para tarifas de 2016</b>	<b>Tarifas 2016</b>
1	Custo com capital referente a activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais [(1) = (2) + (3) * (4)]	127 515
2	Amortizações dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	68 123
3	Valor médio dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	990 959
4	Taxa de remuneração dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	5,99%
5	Custo com capital referente a activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência [(5) = (6) + (7) * (8)]	124 344
6	Amortizações dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	45 876
7	Valor médio dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	1 163 629
8	Taxa de remuneração dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	6,74%
	<b>Valor do custo com capital da atividade de Transporte de Energia Eléctrica estimado em 2016 para 2016</b>	<b>2016 em 2016</b>
9	Custo com capital referente a activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais [(9) = (10) + (11) * (12)]	133 522
10	Amortizações dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	72 385
11	Valor médio dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	997 953
12	Taxa de remuneração dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	6,13%
13	Custo com capital referente a activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência [(13) = (14) + (15) * (16)]	126 835
14	Amortizações dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	50 086
15	Valor médio dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	1 116 161
16	Taxa de remuneração dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	6,88%
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 2016 do Custo com Capital da Atividade de Transporte de Energia Eléctrica	-8 555

### 4.3 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO

As atividades reguladas da EDP Distribuição correspondem à atividade de Distribuição de Energia Eléctrica e à 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 Eléctrica – regulação por *price-cap* aplicada ao OPEX e regulação 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*, isto é, que recupera proveitos permitidos de outras atividades que se encontram a montante da cadeia de valor.

#### 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 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 2017 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) Medida de sustentabilidade destinada à dedução ao Sistema Elétrico Nacional dos montantes recebidos cumulativamente pelos centros electroprodutores que beneficiam de remunerações garantidas pelo fornecimento de energia entregue à rede produzida a partir de fontes de energia renováveis, nos termos da Portaria n.º 268-B/2016, de 13 de outubro;
- f) Mecanismo regulatório para assegurar equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho;
- g) Ajustamentos dos diferenciais de custo da PRE referentes a 2015 e a 2016.

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

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2016	Tarifas 2017
<b>A</b>	<b>Diferencial de custo com a aquisição da PRE <sup>1</sup> [(1)-(2)+(3)+(4)-(5)-(6)+(7)-(8)-(9)-(10)]</b>	<b>611 579</b>	<b>691 890</b>
1	Compras	1 445 789	1 580 512
2	Vendas	682 622	673 827
3	Outros custos	7 355	7 761
4	Custos de funcionamento	5 238	5 132
5	Ajustamento t-1	118 246	-284 884
6	Ajustamento t-2	7 872	-65 807
7	Alisamento quinquenal - artº 73º A	106 523	-313 834
8	Medidas de sustentabilidade do SEN com impacto na PRE decorrentes da legislação em vigor	116 066	207 403
9	Mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013	24 000	57 142
10	Montante adicional a título de pagamento final, artigo 4.º da Portaria 225/2015, referente aos anos de 2013 e 2014	4 521	0
<b>B</b>	<b>Diferencial de custo com a aquisição da PRE <sup>2</sup> [(10)-(11)+(12)+(13)-(14)-(15)+(16)+(17)-(18)]</b>	<b>643 006</b>	<b>625 043</b>
11	Compras	833 166	624 994
12	Vendas	317 635	261 876
13	Outros custos	3 265	2 862
14	Custos de funcionamento	5 238	5 132
15	Ajustamento t-1	-8 691	140 675
16	Ajustamento t-2	11 059	82 999
17	Alisamento quinquenal - artº 73º A	121 341	485 606
18	Medidas de sustentabilidade do SEN com impacto na PRE decorrentes da legislação em vigor		8 000
<b>A+B</b>	<b>Total dos proveitos a recuperar pela função de compra e venda de energia da PRE</b>	<b>1 254 585</b>	<b>1 316 934</b>

**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.

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, na redação da Portaria n.º 262-A/2016, de 10 de outubro.

O quadro seguinte apresenta o impacto do valor diferido referente a proveitos permitidos de 2017 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 2017**

Unidade 10<sup>9</sup> EUR

	Diferimento PRE					Total
	T2017	T2018	T2019	T2020	T2021	
<b>PRE <sup>1(1)</sup></b>						
anuidade	89 917	309 016	309 016	309 016	309 016	1 325 980
Amortização capital <sup>(2)</sup>	66 500	286 848	292 236	297 726	303 318	1 246 629
juros	23 417	22 168	16 779	11 290	5 698	79 351
valor a abater aos pp <sup>(3)</sup>	1 180 129					
<b>Alisamento quinquenal</b>	<b>-1 180 129</b>	<b>309 016</b>	<b>309 016</b>	<b>309 016</b>	<b>309 016</b>	<b>1 325 980</b>
<b>PRE <sup>2(4)</sup></b>						
anuidade	6 706	36 669	36 669	36 669	36 669	153 380
Amortização capital <sup>(2)</sup>	4 000	34 038	34 677	35 329	35 992	144 037
juros	2 706	2 630	1 991	1 340	676	9 343
valor a abater aos pp <sup>(3)</sup>	140 037					
<b>Alisamento quinquenal</b>	<b>-140 037</b>	<b>36 669</b>	<b>36 669</b>	<b>36 669</b>	<b>36 669</b>	<b>153 380</b>

Notas: PRE <sup>1(1)</sup> - Produção em Regime Especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio  
Amortização capital <sup>(2)</sup> - Valor equivalente do SPRE a 1 de janeiro de 2017

Valor a abater aos pp <sup>(3)</sup> - Valor a 31 de dezembro de 2017

PRE <sup>2(4)</sup> - 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 11566-B/2015, 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 2016.



**Quadro 4-39 - Diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial referente a proveitos permitidos de 2016**

Unidade 10<sup>3</sup> EUR

	Diferimento PRE					Total
	Valor definitivo 2016	T2017	T2018	T2019	T2020	
<b>PRE <sup>1(1)</sup></b>						
anuidade	56 996	189 865	189 865	189 865	189 865	816 455
Amortização capital	40 000	173 765	177 657	181 637	185 705	758 765
juros	16 996	16 100	12 207	8 228	4 160	57 690
valor a abater aos pp	718 765					
<b>Alisamento quinquenal</b>	<b>-718 765</b>	<b>189 865</b>	<b>189 865</b>	<b>189 865</b>	<b>189 865</b>	<b>816 455</b>
<b>PRE <sup>2(2)</sup></b>						
anuidade	11 481	135 393	135 393	135 393	135 393	553 053
Amortização capital	0	123 912	126 688	129 526	132 427	512 553
juros	11 481	11 481	8 705	5 867	2 966	40 500
valor a abater aos pp	512 553					
<b>Alisamento quinquenal</b>	<b>-512 553</b>	<b>135 393</b>	<b>135 393</b>	<b>135 393</b>	<b>135 393</b>	<b>553 053</b>

Notas: PRE <sup>1(1)</sup> - Produção em Regime Especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio  
 PRE <sup>2(2)</sup> - 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 2013 até 2017 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 2013 e 2017, verificar-se-á nas tarifas de 2018.

**Quadro 4-40 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRE de 2013 a 2017 nos proveitos permitidos de 2017 a 2021**

Unidade 10<sup>3</sup> EUR

	Diferimento PRE				
	T2017	T2018	T2019	T2020	T2021
<b>PRE <sup>1(1)</sup></b>					
anuidade	956 212	988 616	743 390	498 881	309 016
Amortização capital	863 494	928 858	711 229	483 431	303 318
juros	92 717	59 758	32 160	15 450	5 698
<b>Alisamento quinquenal</b>	<b>-313 834</b>	<b>988 616</b>	<b>743 390</b>	<b>498 881</b>	<b>309 016</b>
<b>PRE <sup>2(2)</sup></b>					
anuidade	632 349	482 421	320 803	172 062	36 669
Amortização capital	581 017	455 072	308 593	167 756	35 992
juros	51 331	27 349	12 210	4 306	676
<b>Alisamento quinquenal</b>	<b>485 606</b>	<b>482 421</b>	<b>320 803</b>	<b>172 062</b>	<b>36 669</b>

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

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

Para os proveitos permitidos de 2017 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;
- Medida de sustentabilidade destinada à dedução ao Sistema Elétrico Nacional dos montantes recebidos cumulativamente pelos centros electroprodutores que beneficiam de remunerações garantidas pelo fornecimento de energia entregue à rede produzida a partir de fontes de energia renováveis, nos termos da Portaria n.º 268-B/2016, de 13 de outubro.

O montante previsto a reverter para o SEN em 2017, de acordo com a Portaria n.º 3-A/2014, de 7 de janeiro, que estabeleceu os procedimentos de repartição das receitas geradas pela venda em leilão de licenças de emissão de gases com efeito estufa, deverá rondar os 48 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 2017.

Nos termos da Portaria n.º 268-B/2016, de 13 de outubro, o montante previsto reverter para o SEN em 2017, referente a montantes recebidos cumulativamente pelos centros electroprodutores que beneficiam de remunerações garantidas pelo fornecimento de energia entregue à rede produzida a partir de fontes de energia renováveis, ascende a 141 milhões de euros.

### 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 ERSE prevê que, com a aplicação do mecanismo de regulação destinado a assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 74/2013 de 4 de junho, se produza, em 2017, um valor de proveitos de, aproximadamente, 57 milhões de euros, de resto em linha com a informação previsional remetida pela empresa regulada para cálculo tarifário.

A Portaria n.º 225/2015 de 30 de Julho prevê a publicação em documentos tarifários de determinados parâmetros, com base nos quais é determinado o valor do pagamento a efetuar pelos centros electroprodutores abrangidos pela aplicação do disposto no Decreto-Lei n.º 74/2013 de 4 de junho e demais legislação que o complementa. Neste sentido, importa concretizar a melhor estimativa para os parâmetros  $Vem_t$ <sup>24</sup>,  $EIRe_t$ <sup>25</sup>,  $Vem_{t-1}$ <sup>26</sup> e  $EIRe_{t-1}$ <sup>27</sup>.

Os valores previstos para o ano de 2017 para cada um destes parâmetros com base na melhor informação disponível na presente data são os seguintes:

- $Vem_t$  – 26,8 milhões de euros;
- $EIRe_t$  – 13 737 GWh;
- $Vem_{t-1}$  – 2,6 milhões de euros; e
- $EIRe_{t-1}$  – 6,0 GWh.

A estimativa de  $EIRe_t$  inclui as centrais com CMEC durante o segundo semestre de 2017. Os valores dos eventos extramercado  $Vem$  são estimados com base na legislação aprovada à data da estimação.

Sem prejuízo de informação posterior que a atualize, são abrangidas pela aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013 de 4 de junho e demais legislação que o complementa, os seguintes centros electroprodutores:

- Central hidroelétrica da Aguieira<sup>28</sup>;
- Central hidroelétrica do Alqueva;
- Central hidroelétrica do Alqueva 2;
- Central hidroelétrica do Alto Lindoso<sup>28</sup>;
- Central hidroelétrica do Alto Rabação;

---

<sup>24</sup> Valor dos eventos extramercado suportados pelos centros electroprodutores abrangidos no ano t.

<sup>25</sup> Estimativa de energia injetada na rede líquida de bombagem no ano t pelos centros electroprodutores abrangidos.

<sup>26</sup> Valor dos desvios dos eventos extramercado no ano t-1 suportado pelos centros electroprodutores abrangidos.

<sup>27</sup> Estimativa de energia injetada na rede, líquida de bombagem no ano t-1, pelos centros electroprodutores abrangidos considerada nos documentos tarifários do regulador para o ano t-1.

- Central hidroelétrica do Baixo Sabor Jusante;
- Central hidroelétrica do Baixo Sabor Montante;
- Central hidroelétrica de Belver;
- Central hidroelétrica da Bemposta;
- Central hidroelétrica da Bemposta 2;
- Central hidroelétrica da Bouçã;
- Central hidroelétrica da Bruceira;
- Central hidroelétrica do Cabril;
- Central hidroelétrica do Caldeirão<sup>28</sup>;
- Central hidroelétrica da Caniçada;
- Central hidroelétrica do Carrapatelo<sup>28</sup>;
- Central hidroelétrica do Castelo de Bode;
- Central hidroelétrica de Crestuma<sup>28</sup>;
- Central hidroelétrica do Desterro;
- Central hidroelétrica de Foz Tua;
- Central hidroelétrica de Frades<sup>28</sup>;
- Central hidroelétrica de Frades 2;
- Central hidroelétrica do Fratel<sup>28</sup>;
- Central hidroelétrica do Lindoso;
- Central hidroelétrica de Miranda;
- Central hidroelétrica de Miranda 2;
- Central hidroelétrica da Paradela;
- Central hidroelétrica do Picote;
- Central hidroelétrica do Picote 2;
- Central hidroelétrica do Pocinho<sup>28</sup>;
- Central hidroelétrica de Ponte Jugais;
- Central hidroelétrica da Povia;
- Central hidroelétrica da Pracana<sup>28</sup>;
- Central hidroelétrica da Raiva<sup>28</sup>;
- Central hidroelétrica da Régua<sup>28</sup>;
- Central hidroelétrica de Ribeiradio;
- Central hidroelétrica do Sabugueiro;
- Central hidroelétrica do Salamonde;
- Central hidroelétrica do Salamonde 2;
- Central hidroelétrica de Santa Luzia;
- Central hidroelétrica do Tabuaço<sup>28</sup>;
- Central hidroelétrica do Torrão<sup>28</sup>;

- Central hidroelétrica do Touvedo<sup>28</sup>;
- Central hidroelétrica da Valeira<sup>28</sup>;
- Central hidroelétrica da Varosa;
- Central hidroelétrica da Velada;
- Central hidroelétrica da Venda Nova;
- Central hidroelétrica de Vila Cova;
- Central hidroelétrica de Vilarinho das Furnas<sup>28</sup>;
- Central termoelétrica de Lares (CCGT);
- Central termoelétrica do Pego (CCGT);
- Central termoelétrica do Ribatejo (CCGT);
- Central termoelétrica de Sines<sup>28</sup>;

Os valores relativos a este mecanismo regulatório incluídos em 2016 estimam-se em cerca de 28 milhões 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<sup>1 29</sup>.

#### **AMORTIZAÇÃO E JUROS DA DÍVIDA TARIFÁRIA**

O Quadro 4-41 apresenta os movimentos da dívida tarifária incluídos em tarifas de 2017 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. Estes défices foram titularizados ao BCP e à CGD;
- O diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia 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 a produtores em regime especial previsto para o ano de 2013, com término em 2017. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada 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

---

<sup>28</sup> A partir de 1 de Julho de 2016.

<sup>29</sup> PRE<sup>1</sup> - Produção em Regime Especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

2017, referente a este diferimento é de 388,1 milhões de euros. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BCP, ao Santander, à Tagus, à CGD e ao Banco Popular;

- 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 2017, referente a este diferimento é de 752,3 milhões de euros. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BCP, à Caixa Bank e ao Banco Popular;
- 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, 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. O saldo em dívida em 2017, referente a este diferimento é de 933,6 milhões de euros. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BCP, à CGD, Santander, Tagus, BPI e BBVA;
- O diferimento, no montante de 1 320,2 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 2017;
- 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 2017, referente a estes défices, é de 882,3 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, no montante de 240,9 milhões a ser recuperado em partes iguais nos anos 2017 e 2018. O saldo em dívida em 2017, referente a estes défices, é de 120,4 milhões de euros. Parte do valor em dívida acrescido dos respetivos juros foi titularizada à Tagus em dezembro de 2014.

Quadro 4-41 - Amortização e juros da dívida tarifária

Unidade: EUR					
	Saldo em dívida em 2016	Juros 2017	Amortização e regularização 2017 <sup>[1]</sup>	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2017	Saldo em dívida em 2017
		(1)	(2)	(3) = (1)+(2)	
<b>EDA (BCP e CGD)</b>	<b>12 253 139</b>	<b>26 222</b>	<b>12 253 139</b>	<b>12 279 361</b>	<b>0</b>
Convergência tarifária de 2006	4 320 138	9 245	4 320 138	4 329 383	0
Convergência tarifária de 2007	7 933 001	16 977	7 933 001	7 949 978	0
<b>EEM (BCP e CGD)</b>	<b>6 827 210</b>	<b>14 610</b>	<b>6 827 210</b>	<b>6 841 820</b>	<b>0</b>
Convergência tarifária de 2006	1 579 393	3 393	1 579 393	1 582 773	0
Convergência tarifária de 2007	5 247 816	11 230	5 247 816	5 259 047	0
<b>EDP Serviço Universal</b>	<b>4 488 160 513</b>	<b>134 183 057</b>	<b>1 501 863 330</b>	<b>1 626 499 178</b>	<b>4 276 534 526</b>
<b>BCP e CGD</b>	<b>19 402 435</b>	<b>41 521</b>	<b>19 402 435</b>	<b>19 443 957</b>	<b>0</b>
Défice de BT de 2006	14 064 378	30 098	14 064 378	14 094 476	0
Continente	13 515 859	28 924	13 515 859	13 544 783	0
Regiões Autónomas	548 519	1 174	548 519	549 693	0
Défice de BTn de 2007	5 338 057	11 423	5 338 057	5 349 481	0
Continente	5 129 615	10 977	5 129 615	5 140 593	0
Regiões Autónomas	208 442	446	208 442	208 888	0
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2013</b>	<b>346 338 913</b>	<b>20 245 939</b>	<b>346 338 913</b>	<b>366 584 853</b>	<b>0</b>
<b>EDP Serviço Universal</b>	<b>112 564 695</b>	<b>6 580 200</b>	<b>112 564 695</b>	<b>119 144 895</b>	<b>0</b>
<b>Santander</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2013	37 493 264	2 191 744	37 493 263	39 685 007	0
<b>Tagus, SA</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2013	196 280 955	11 473 996	196 280 955	207 754 951	0
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2014</b>	<b>788 377 628</b>	<b>36 587 938</b>	<b>370 257 380</b>	<b>406 845 319</b>	<b>388 120 448</b>
<b>EDP Serviço Universal</b>	<b>185 933 767</b>	<b>8 970 375</b>	<b>90 777 112</b>	<b>99 747 487</b>	<b>95 156 654</b>
<b>BCP</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	91 213 943	4 400 617	44 532 731	48 933 348	46 681 212
<b>Santander</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	103 133 220	4 975 662	50 351 994	55 327 656	52 781 226
<b>Tagus, SA</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	253 493 486	12 229 793	123 761 311	135 991 104	129 732 175
<b>CGD, S.A.</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	60 579 027	2 922 635	29 576 065	32 498 700	31 002 962
<b>Banco Popular</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	64 024 385	3 088 856	31 258 168	34 347 024	32 766 218
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2015</b>	<b>1 112 062 103</b>	<b>33 511 991</b>	<b>359 737 775</b>	<b>393 249 767</b>	<b>752 324 328</b>
<b>EDP Serviço Universal</b>	<b>291 927 746</b>	<b>8 797 243</b>	<b>94 434 868</b>	<b>103 232 111</b>	<b>197 492 878</b>
<b>BCP</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	75 270 346	2 268 272	24 348 988	26 617 260	50 921 358
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	84 517 912	2 546 947	27 340 457	29 887 404	57 177 456
<b>Caixa Bank</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	554 612 838	16 719 285	179 474 811	196 194 096	375 338 027
<b>Banco Popular</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	59 971 915	1 807 254	19 400 142	21 207 396	40 571 772
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	45 561 346	1 372 991	14 738 509	16 111 500	30 822 837
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2016</b>	<b>1 221 770 542</b>	<b>27 580 286</b>	<b>288 130 518</b>	<b>306 163 595</b>	<b>933 640 024</b>
<b>EDP Serviço Universal</b> <sup>[1]</sup>	<b>19 918 576</b>	<b>660 004</b>	<b>-2 423 696</b>	<b>-1 763 692</b>	<b>22 342 272</b>
<b>BCP</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	98 140 236	2 198 243	23 725 933	25 924 176	74 414 303
<b>CGD</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	145 534 516	3 259 828	35 183 756	38 443 584	110 350 759
<b>Santander</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	194 379 356	4 353 903	46 992 261	51 346 164	147 387 095
<b>Tagus</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	589 311 140	13 199 980	142 469 156	155 669 136	446 841 984
<b>BPI</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	99 194 392	2 221 855	23 980 781	26 202 636	75 213 611
<b>BBVA</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	75 292 326	1 686 473	18 202 327	19 888 800	57 089 999
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2017</b> <sup>[1]</sup>					<b>1 320 165 801</b>
<b>Tagus, SA</b>	<b>1 000 208 691</b>	<b>16 643 473</b>	<b>117 924 765</b>	<b>134 568 238</b>	<b>882 283 926</b>
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	740 473 832	12 321 485	87 301 984	99 623 468	653 171 848
Sobrecusto da PRE 2009	259 734 859	4 321 988	30 622 782	34 944 770	229 112 078
<b>Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008</b>	<b>0</b>	<b>-428 092</b>	<b>71 543</b>	<b>-356 549</b>	<b>0</b>
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009	0	-428 092	71 543	-356 549	0
<b>EDP Distribuição</b>	<b>240 869 418</b>	<b>8 634 952</b>	<b>120 434 709</b>	<b>129 069 661</b>	<b>120 434 709</b>
<b>Parcela de acerto de 2012</b>					
EDP Distribuição	12 043 482	292 336	6 021 741	6 314 077	6 021 741
Tagus SA	228 825 936	8 342 616	114 412 968	122 755 584	114 412 968
<b>Total</b>	<b>4 718 110 280</b>	<b>142 858 841</b>	<b>1 641 378 388</b>	<b>1 774 690 020</b>	<b>4 396 969 235</b>

Nota:

[1] O valor total do sobrecusto PRE previsto para 2017 é de 1 417 milhões de euros.

[2] Inclui regularizações decorrentes da publicação da taxa de juro definitiva do sobrecusto PRE.

[3] O valor de -2,4 milhões de euros referentes a "Amortização e regularização 2017" resulta da soma da amortização em 2017 da dívida associada ao SPRE de 2016 diretamente alocada à EDP, SU (7,1 milhões de euros) e da regularização dessa dívida (-9,6 milhões de euros) devida ao apuramento do seu valor definitivo, subsequente à publicação em 2016 da taxa de juro definitiva que se lhe aplica.

### **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 2015 e estimados para 2016, 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 -19 821 milhares de euros para 2015 (ajustamento da tarifa de energia -21 403 milhares de euros e ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo de 1 582 milhares de euros) e 64 302 milhares de euros para 2016, 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. A Lei que aprova o Orçamento de Estado para 2017, adiou para 2020 o fim das TVCF. 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 2017 estes valores ascendem a 6 802 milhares de euros e -4 480 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, e pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprova o Orçamento do Estado para o ano de 2016, 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 Despacho n.º 11946-A/2016, do Secretário de Estado da Energia, publicado no Diário da República, 2.ª série n.º 192, 1.º Suplemento, Série II de 6 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 33,8% sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais de eletricidade, excluído o IVA, demais impostos, contribuições e taxas aplicáveis.

Os custos com a tarifa social ascendem em 2017 a cerca de 73 865 milhares de euros (Continente e Regiões Autónomas). Este montante é financiado pelos centros electroprodutores definidos no 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<sup>30</sup>, e pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprova o Orçamento do Estado para o ano de 2016, na proporção da sua potência instalada. Para este efeito, a ERSE obteve da Direção Geral de Energia e Geologia a informação sobre as potências instaladas (em MW) dos centros electroprodutores abrangidos pelo diploma que se prevê estarem em exploração em 2017, bem como a indicação dos respetivos titulares, encontrando-se esta informação no Anexo do presente documento. A repartição do financiamento da tarifa de 2017 é apresentada no Quadro 4-42.

---

<sup>30</sup> De acordo com o número 1 do artigo 4.º deste diploma, 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. De acordo com o número 4 do mesmo artigo, 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 2017  
pelos produtores em regime ordinário<sup>31</sup>**

	Tarifa Social 2017		
	Potência p/ repartição da Tarifa Social		Valor por empresa
	MW	%	10 <sup>3</sup> EUR
<b>EDP Produção</b>	<b>9 438,0</b>	<b>75,4%</b>	<b>55 690,0</b>
Centrais com CMEC	3 769,8	30,1%	22 244,2
Centrais com GP	3 656,2	29,2%	21 573,7
Restantes centrais	2 012,0	16,1%	11 872,2
<b>Endesa</b>	<b>845,0</b>	<b>6,8%</b>	<b>4 986,2</b>
Centrais com GP	845,0	6,8%	4 986,2
<b>Tejo Energia</b>	<b>615,2</b>	<b>4,9%</b>	<b>3 630,1</b>
Centrais com CAE	615,2	4,9%	3 630,1
<b>Turbogás</b>	<b>1 057,1</b>	<b>8,4%</b>	<b>6 237,6</b>
Centrais com CAE	1 057,1	8,4%	6 237,6
<b>Hidroelétrica Guadiana</b>	<b>507,4</b>	<b>4,1%</b>	<b>2 994,0</b>
Centrais com GP	257,4	2,1%	1 518,8
Restantes centrais	250,0	2,0%	1 475,2
<b>Pebble Hydro</b>	<b>33,2</b>	<b>0,3%</b>	<b>195,8</b>
Restantes centrais	33,2	0,3%	195,8
<b>EH Alto Tâmega e Barroso</b>	<b>11,8</b>	<b>0,1%</b>	<b>69,7</b>
Restantes centrais	11,8	0,1%	69,7
<b>Município Ribeira de Pena</b>	<b>10,5</b>	<b>0,1%</b>	<b>61,9</b>
Restantes centrais	10,5	0,1%	61,9
<b>Total</b>	<b>12 518,3</b>	<b>100,0%</b>	<b>73 865,3</b>
Centrais com CMEC	3 769,8	30,1%	22 244,2
Centrais com CAE	1 672,3	13,4%	9 867,7
Centrais com GP	4 758,6	38,0%	28 078,7
Restantes centrais	2 317,5	18,5%	13 674,6

Fonte: ERSE, REN

<sup>31</sup> Ver nota de rodapé anterior.

## **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.

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

### Parcela fixa dos CMEC

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

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

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

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.

### Parcela de Acerto

O mecanismo de ajustamento dos CMEC corresponde à diferença entre o valor atual das receitas, líquidas de custos<sup>32</sup>, que um centro electroprodutor esperaria receber antes da liberalização dos mercados, definidos nos seus respetivos Contratos de Aquisição de Energia (CAE), e as receitas líquidas de custos realmente ocorridas num determinado ano. 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 CO<sub>2</sub>;
- A disponibilidade das centrais, que influencia o encargo fixo;
- A evolução da taxa de inflação, que influencia o encargo fixo.

Para o ano de 2015, o valor total dos ajustamentos dos CMEC foi de 135 494 milhares de euros, sem juros, conforme definido no relatório submetido pela DGEG à ERSE, aguardando-se a publicação do despacho de homologação. Para este ajustamento contribuíram os desvios respeitantes às centrais hídricas enquadradas pelos CMEC (117 085 milhares de euros) e à central termoelétrica de Sines (18 409 milhares de euros), única central térmica com CMEC desde 2013.

O remanescente do ajustamento da parcela de acerto de 2015 acrescida dos respetivos juros irá ser recuperado pelos centros electroprodutores em 2017 durante o 1º trimestre. Na parcela de acerto são ainda considerados os desvios de faturação e os juros devidos à EDP Distribuição em 2017 pelo diferimento da parcela de acerto dos CMEC de 2012, conforme estabelecido na Portaria n.º 500/2014, de 26 de junho.

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.

---

<sup>32</sup> Anualizado sob forma de renda.

Análise do cálculo da parcela de acerto

No Quadro 4-43 apresenta-se a desagregação do ajustamento dos CMEC de 2015 face ao valor inicial dos CMEC deste ano, por centrais hídricas e térmicas e por rúbricas.

O aumento do ajustamento dos CMEC face ao verificado no ano de 2014, em que o valor do desvio ascendeu a cerca de 83 milhões de euros, decorreu essencialmente da redução da margem de exploração, aumentando o desvio face aos valores previstos no cálculo inicial.

**Quadro 4-43 - Ajustamento do montante dos CMEC**

		2015		
		Unidade: 10 <sup>3</sup> Eur		
		Valor apurado para 2015	Cálculo valor inicial dos CMEC para 2015	Valor definido do ajustamento para 2015
<b>Receitas de mercado</b>				
1.1	Centrais hídricas	254 080	403 368	-149 288
1.2	Centrais térmicas	503 933	509 221	-5 288
1 = 1.1+1.2	Total	758 013	912 589	-154 576
<b>Custos de exploração (CE) + CO<sub>2</sub></b>				
2.1	Centrais térmicas CE (Comb. + O&M)	228 630	186 377	42 253
2.2	Centrais térmicas CO <sub>2</sub>	69 946	119 122	-49 176
2 = 2.1+2.2	Total	298 576	305 499	-6 923
<b>Margem de exploração</b>				
3.1=1.1	Centrais hídricas	254 080	403 368	-149 288
3.2=1.2-2	Centrais térmicas	205 357	203 722	1 635
3 = 1-2	Total	459 437	607 090	-147 653
<b>Receitas de serviço de sistema</b>				
4.1	Centrais hídricas	29 389	0	29 389
4.2	Centrais térmicas	15 476	0	15 476
4 = 4.1+4.2	Total	44 865	0	44 865
<b>Encargo fixo (EF), Outros Encargos (OE) e CESE</b>				
5.1	Centrais hídricas EF	457 868	466 152	-8 284
5.2	Centrais térmicas EF	211 279	184 445	26 834
5.3	Centrais hídricas OE	6 111	641	5 470
5.4	Centrais térmicas OE	10 568	1 882	8 686
5 = 5.1+5.2+5.3+5.4	Total	685 826	653 120	32 706
<b>Ajustamento total do montante dos CMEC</b>				
6.1 = 5.1+5.3-4.1-3.1	Centrais hídricas	180 510	63 425	117 085
6.2 = 5.2+5.4-4.2-3.2	Centrais térmicas	1 014	-17 395	18 409
<b>6 = 6.1+6.2</b>	<b>Total</b>	<b>181 524</b>	<b>46 030</b>	<b>135 494</b>

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 147 653 milhares de euros, representando o maior contributo para o

ajustamento total a realizar no ano de 2015. Esta diferença resulta quase integralmente da redução de receita das centrais hídricas.

Por outro lado, verificou-se um desvio por excesso das rubricas de encargos fixos e outros encargos, no valor de 32 706 milhares de euros, dos quais 26 834 milhares de euros respeitam ao ajustamento do encargo fixo da central de Sines, em virtude do coeficiente de disponibilidade declarado mensalmente para esta central ser sistematicamente superior ao coeficiente de disponibilidade previsto no cálculo do valor inicial dos CMEC. Quanto ao desvio por excesso da rubrica de outros encargos, este resulta da existência de um conjunto de custos<sup>33</sup> não previstos aquando do cálculo do valor inicial dos CMEC em 2007.

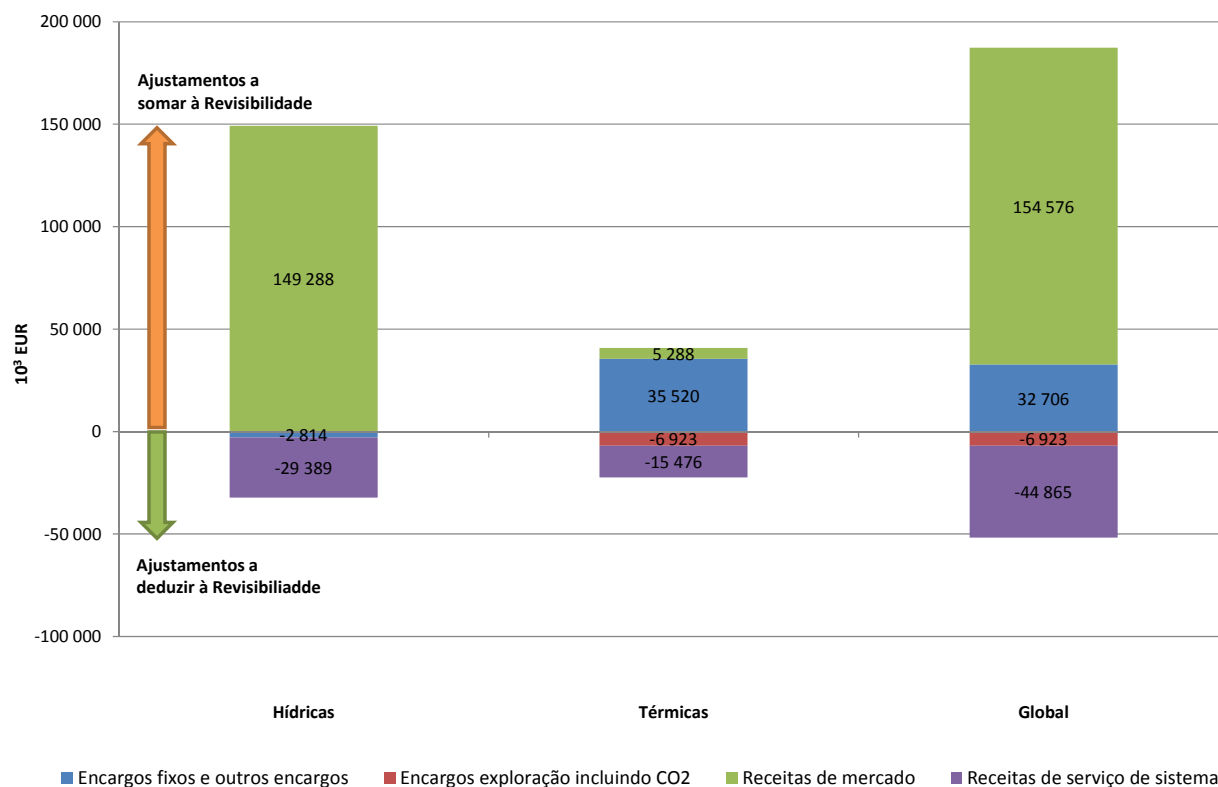
No que respeita às receitas com serviços de sistema, que representam cerca de 44 865 milhares de euros, estas permitiram reduzir o valor dos ajustamentos dos CMEC em 2015, dado que não foram também previstas aquando do cálculo do valor inicial dos CMEC em 2007. Sobre este tema, importa referir que na determinação das receitas com serviços de sistema para o cálculo do ajustamento dos CMEC de 2015 foi aplicado 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. 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. Os resultados da primeira auditoria, divulgados em setembro de 2016, poderão ter impactes nos cálculos de revisibilidade dos CMEC de anos seguintes.

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

---

<sup>33</sup> 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.

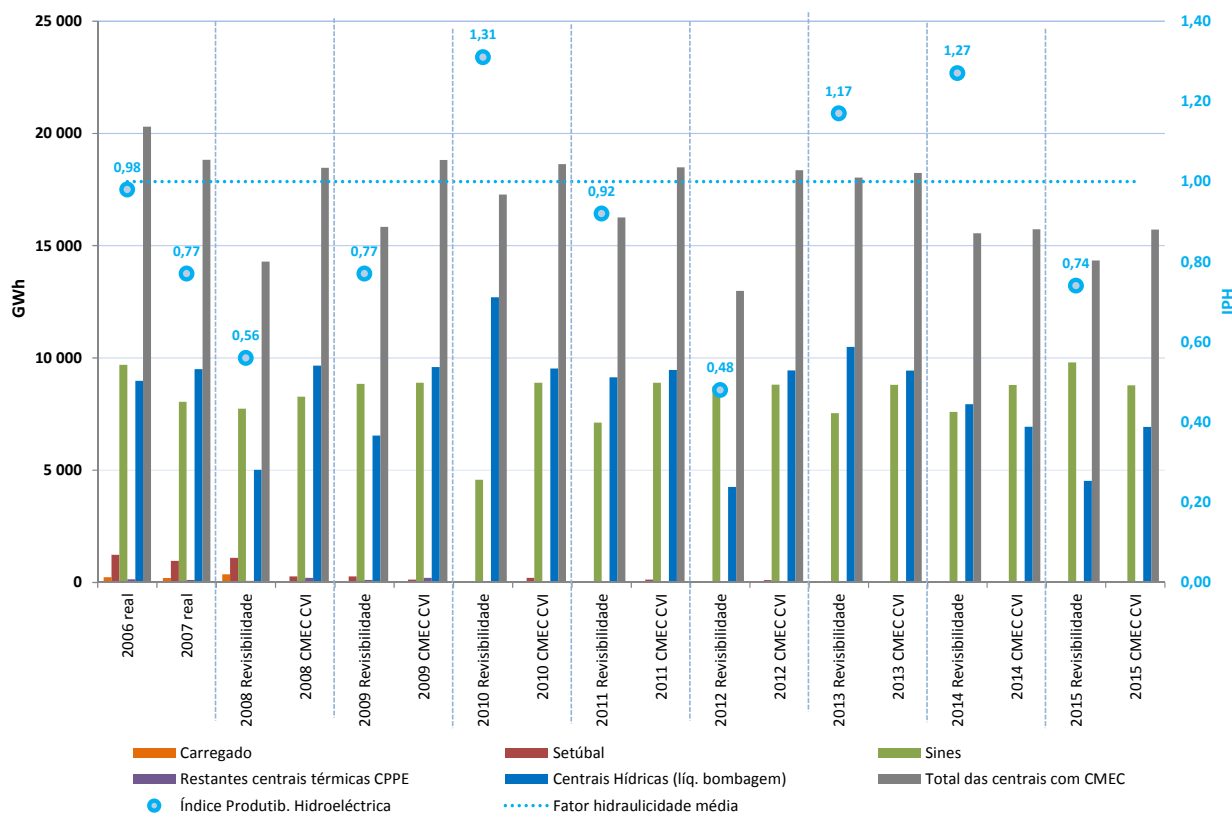
Figura 4-11 - Ajustamento do montante dos CMEC por parcela



Fonte: ERSE, EDP, REN

O ano de 2015 foi um ano com um índice de produtividade hidroelétrica abaixo da média ( $IPH_{2015}=0,74$ ), o que se traduziu numa baixa produção das centrais hídricas, significativamente abaixo do valor previsto no cálculo inicial dos CMEC. No entanto, este aspeto levou, simultaneamente, a um aumento da produção da central térmica de Sines, embora de menor amplitude. A combinação destes efeitos levou a que a produção total das centrais com CMEC, apurada no cálculo da revisibilidade, tenha sido inferior à prevista no cálculo inicial, como se pode observar na Figura 4-12.

Figura 4-12 - Produção das centrais com CMEC e índice de produtividade hidroelétrica



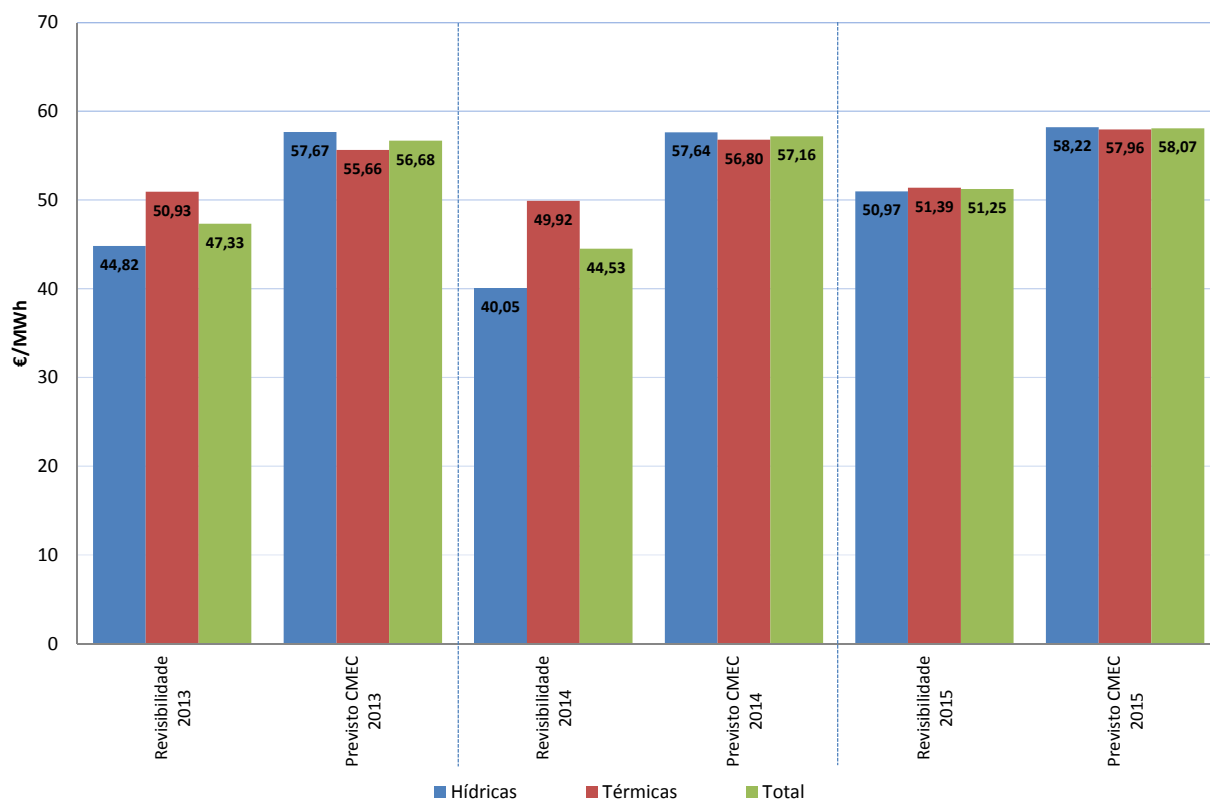
Fonte: ERSE, EDP, REN

Por outro lado, o nível de PRE desceu em 2015, o que conjugado com uma ligeira subida do consumo, originou um acréscimo da procura dirigida ao mercado grossista e, conseqüentemente, uma subida de preços de mercado face ao registado em 2013 e 2014 (respetivamente de 43,8€/MWh e 41,5€/MWh), para um valor médio anual de 2015 de aproximadamente 50,4€/MWh. Este valor é semelhante 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 2015.

A Figura 4-13 permite fazer a comparação das receitas unitárias das centrais térmicas e das centrais hídricas com CMEC resultantes do cálculo da revisibilidade entre 2013 e 2015, face às previstas para esses anos no cálculo inicial dos CMEC. No que diz respeito a 2015 é observável o acréscimo da receita unitária, face a 2013 e 2014, em linha com o observado para o preço médio de mercado, mas ainda assim abaixo dos valores da receita unitária previstos no cálculo do valor inicial.



**Figura 4-13 - Receita unitária definida no cálculo do valor inicial dos CMEC e no cálculo da revisibilidade**



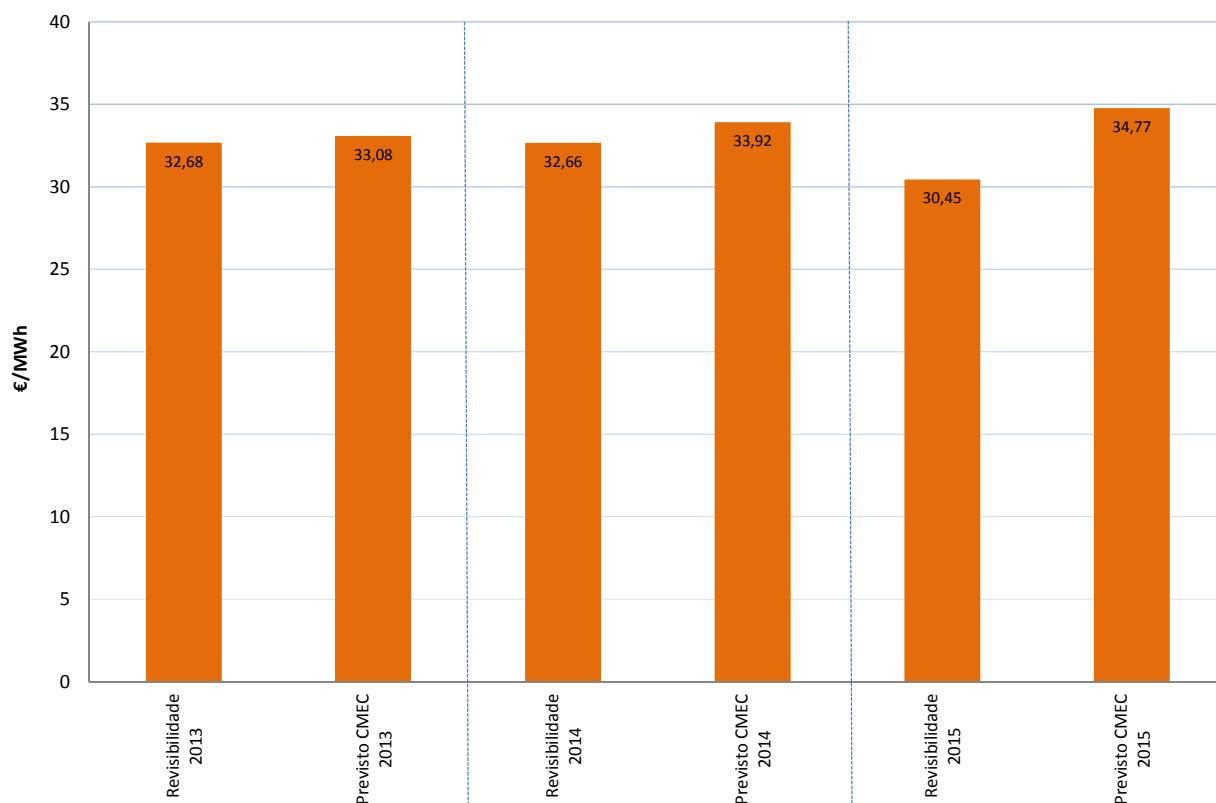
Fonte: ERSE, EDP, REN

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, operação e manutenção determinado por: (a) acréscimo de produção face ao previsto no cálculo inicial dos CMEC (+12%), que tende a aumentar estes encargos e (b) acréscimo do preço médio do carvão face à previsão usada no cálculo inicial dos CMEC, cujo efeito conjugado resulta num ajustamento de cerca de 42,3 milhões de euros nos encargos com combustíveis e O&M;
- Por outro lado, os custos com CO<sub>2</sub> ficaram 49,2 milhões de euros abaixo do previsto no cálculo inicial, em resultado da redução significativa do preço médio das licenças de emissão considerado no ajustamento de 2015 (7,6€/ton), face às previsões efetuadas no cálculo inicial dos CMEC (21€/ton).

A conjugação destes efeitos nos custos de exploração com o acréscimo de produção da central de Sines resultante do cálculo da revisibilidade (de 8 786 GWh previsto para 9 806 GWh) originou um encargo unitário de energia ligeiramente inferior ao previsto no cálculo inicial dos CMEC para o ano de 2015, como se pode constatar na Figura 4-14.

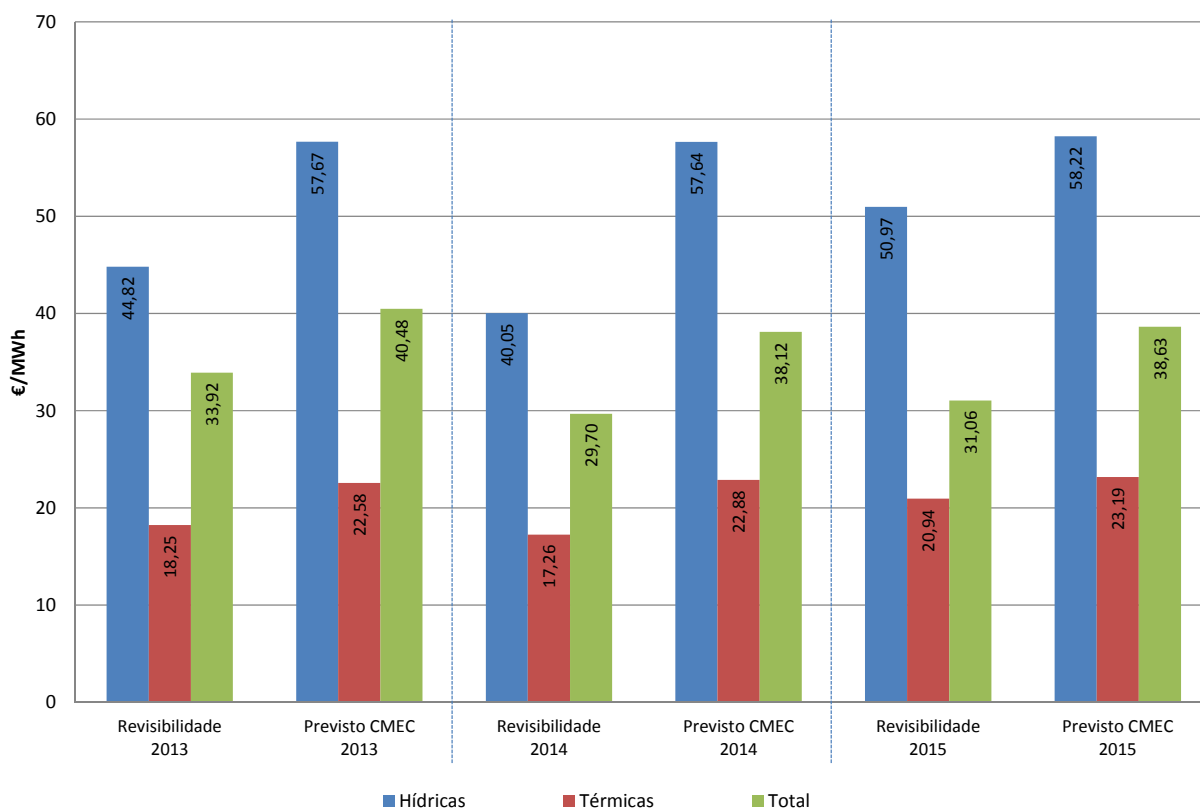
**Figura 4-14 - Evolução do encargo de energia unitário das centrais com CMEC**



Fonte: ERSE, EDP, REN

A Figura 4-15 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 2015, tal como para os restantes anos constantes na figura, os valores implícitos no ajustamento são inferiores aos valores previstos no cálculo inicial. O desvio na margem unitária das centrais térmicas (Sines) em 2015 é inferior ao observado para as centrais hídricas, não só porque ocorreu um menor desvio por defeito nas receitas unitárias das primeiras face às segundas, mas também pelo menor custo unitário de exploração que foi apurado, conforme acima indicado.

**Figura 4-15 - Margem unitária de exploração das centrais com CMEC**



Fonte: ERSE, EDP, REN

### Parcela de alisamento dos CMEC

Nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 199/2007 de 18 de maio, o ajustamento anual a efetuar ao valor dos CMEC resultante de diferenças entre os parâmetros iniciais para um determinado ano (produções das centrais, preços de mercado, custos dos combustíveis, etc.), face aos valores verificados nesse ano, isto é, a revisibilidade anual, são repercutidos na parcela de acerto. Esta parcela após ter sido homologada pelo membro do Governo responsável pela área da energia no prazo máximo de 15 dias, quando é positiva, deve ser 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, se for negativa deve 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, sem afetar, nem a aplicação da legislação referida, 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 ao visar 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. Deste modo, 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.

O valor estimado para o ajustamento anual dos CMEC de 2016 é de 97,0 milhões de euros. O Quadro 4-44 apresenta as principais componentes para o cálculo desse ajustamento.

**Quadro 4-44 - Estimativa para o ajustamento anual dos CMEC em 2016 (Revisibilidade)**

		Valor total	Valor unitário (€/MWh)
	<b>Produção (GWh)</b>	<b>15 617</b>	
	Sines	8 187	
	Hídricas (líquida de bombagem)	7 430	
<b>(1)</b>	<b>Custo fixo (10<sup>3</sup> EUR)</b>	<b>605 559</b>	
	Sines	224 805	
	Hídricas	380 754	
<b>(2) = A - B - C</b>	<b>Margem de mercado (10<sup>3</sup> EUR)</b>	<b>390 506</b>	
<b>A</b>	<b>Custos de produção</b>	<b>176 277</b>	<b>11,29</b>
	Sines	176 277	21,5
	Hídricas		
<b>B</b>	<b>Receita de mercado</b>	<b>604 965</b>	
	Sines	344 488	42,1
	Hídricas	260 478	35,1
<b>C</b>	<b>Licenças de CO<sub>2</sub> (10<sup>3</sup> EUR)</b>	<b>38 182</b>	
<b>(3)</b>	<b>Serviços de Sistema (10<sup>3</sup> EUR)</b>	<b>44 865</b>	<b>2,9</b>
<b>(4) = (1) - (2) - (3)</b>	<b>Custo total (10<sup>3</sup> EUR)</b>	<b>170 188</b>	
<b>(5)</b>	<b>CMEC inicial (10<sup>3</sup> EUR)</b>	<b>73 106</b>	
<b>(6) = (4) - (5)</b>	<b>Revisibilidade (10<sup>3</sup> EUR)</b>	<b>97 082</b>	

Fonte: ERSE, EDP, REN

Nas tarifas para 2017, a parcela de alisamento dos CMEC estão incluídos 9/12 desta estimativa, valor ao qual 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 2016.

#### 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.

Segundo o Decreto-Lei n.º 110/2010, de 14 de outubro, o mecanismo de correção de hidraulicidade cessou no final de 2016, pelo que em tarifas de 2017 já não será considerado qualquer montante relativo a este mecanismo.

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

Evidenciadas as principais rubricas dos CMEC, é apresentado de seguida o valor total dos CMEC considerado nas tarifas de 2017:

- Parcela fixa que inclui a renda anual, calculada à taxa de 4,72%<sup>34</sup> e o remanescente do ajustamento da parcela fixa de 2015;
- Parcela de acerto que recupera: (i) o pagamento da primeira parcela relativa à revisibilidade de 2012; (ii) os juros relativos ao diferimento da parcela de acerto dos CMEC de 2012 a recuperar em 2017, o qual inclui o acerto de juros relativos à EDP Distribuição; (iii) o remanescente do ajustamento da parcela de acerto dos CMEC de 2015, o qual inclui o acerto de juros relativos à EDP Produção e (iv) os desvios de faturação de 2016 e de 2015;
- Parcela de alisamento relativa ao valor previsto das seguintes parcelas: (i) desvios de faturação em 2016 e (ii) estimativa da revisibilidade de 2016.

O impacte total dos CMEC nas tarifas de 2017 ascende a cerca de 320 milhões de euros e é apresentado no quadro seguinte.

---

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

**Quadro 4-45 – Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2017**

	Unid: 10 <sup>3</sup> Euros
	<b>Ano 2017</b>
<b>Parcela Fixa</b>	
Renda anual	67 532
Desvios faturação t-2	24
<b>Parcela de Acerto</b>	
Revisibilidade t-2	50 872
Revisibilidade de 2012 - 1º pagamento	120 435
Juros da Revisibilidade 2012 - EDP Produção	271
Juros da Revisibilidade 2012 - EDP Distribuição	8 635
valor a pagar	-147
valor a receber	8 782
Desvios faturação	238
<b>Parcela de alisamento</b>	
Desvios de faturação t-1	-711
Revisibilidade t-1	72 755
<b>Total</b>	<b>320 050</b>

Os valores da parcela fixa e da parcela de acerto, no montante de 118,7 milhões de euros<sup>35</sup>, 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.

<sup>35</sup> Neste montante não é considerado o valor de juros relativos ao diferimento da parcela de acerto dos CMEC de 2012 e o pagamento da primeira parcela da revisibilidade de 2012 devidos à EDP Distribuição.

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

			Unidade 10 <sup>3</sup> EUR	
			Tarifas 2016	Tarifas 2017
<b>A</b>		<b>Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da UGS</b>	<b>2 094 364</b>	<b>2 204 733</b>
(+)		Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Gestão Global do Sistema	430 307	423 332
(+)		Diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial	1 254 585	1 316 934
	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	611 579	691 890
	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	643 006	625 043
(+)		<b>CMEC</b>	<b>199 264</b>	<b>320 050</b>
	PFCMEC,t	Parcela Fixa dos CMEC		
		Renda anual	67 330	67 555
		Ajustamentos	67 532	67 532
		Acerto da parcela fixa decorrente da alteração tx juro	-201	24
			0	0
	PACMEC,t	Parcela de Acerto dos CMEC	57 326	180 451
		Revisibilidade	45 729	51 143
		Juros revisibilidade 2012 diferida	10 364	8 635
		Revisibilidade 2012 - 1º pagamento	0	120 435
		Ajustamentos	1 232	238
	CPCMEC,t	Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte	0	0
	PÂCMEC,t	Componente de alisamento dos CMEC	58 147	72 043
		Revisibilidade prevista (9/12)	84 702	72 755
		Ajustamentos previstos (9/12)	47	-711
		Correção de hidraulicidade (9/12)	-26 602	0
	CHpol,t-1	Correção de hidraulicidade	16 460	0
(+)	DTD06,t	Custos com a aplicação da tarifa social Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006, a recuperar pelo operador da rede de distribuição	14 133	14 094
(+)	DTD07,t	Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BTN em 2007, a recuperar pelo operador da rede de distribuição	5 364	5 349
(-)		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	-57 087	-32 992
(+)	ESTpol,t	Valor a repercutir nas tarifas resultante de medidas no âmbito da estabilidade tarifária	124 707	89 659
	CSustCVEE,t	Custos no âmbito da sustentabilidade de mercados	-11 455	-44 481
	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	100 803	99 623
	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	35 359	34 517
(+)		Diferencial positivo ou negativo na actividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (MAT, AT, MT) e BTE	13 190	6 802
		em NT	19	-19
		em BTE	-316	-171
		em BT	13 486	6 992
(+)		Sobreprovento associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º2 do artigo 6º do Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de Setembro	-4 272	-4 480
<b>B</b>		<b>Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da URT</b>	<b>293 236</b>	<b>345 850</b>
(+)		Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Transporte de Energia Elétrica	294 535	341 523
(-)		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	1 299	-4 327
<b>C</b>	<b>A + B</b>	<b>Proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte</b>	<b>2 387 600</b>	<b>2 550 583</b>
		Desconto previsto com a aplicação da tarifa social	-30 476	-70 267



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 do diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial conforme analisado anteriormente. Além disso, os custos totais com os CMEC contribuíram significativamente para o aumento ocorrido em resultado do pagamento da primeira parcela relativa à revisibilidade de 2012 devida à EDP Distribuição.

#### 4.3.1.2 AJUSTAMENTOS

De acordo com os artigos 90.º e 93.º do Regulamento Tarifário em vigor, 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 2015 e os que resultam da aplicação da fórmula presente no n.º 1 de cada um dos respetivos artigos aos custos efetivamente ocorridos em 2015.

O desvio a repercutir nas tarifas de 2017, por aplicação da UGS, resulta da diferença entre os proveitos faturados pelo operador da rede de distribuição (1 872 641 milhares de euros) e os proveitos a recuperar pela aplicação da UGS recalculados com os valores reais (1 880 637 milhares de euros). À diferença de -7 997<sup>36</sup> milhares de euros é deduzido o desvio da tarifa social.

O desvio a repercutir nas tarifas de 2017 por aplicação da URT resulta da diferença entre os proveitos faturados pelo operador da rede de distribuição (272 593 milhares de euros) e os proveitos a recuperar pela aplicação da URT recalculados com os valores reais (276 861 milhares de euros). Esta diferença de -4 268 milhares de euros é atualizada para 2017.

As atualizações são calculadas por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média de 2015, acrescida de 0,5 pontos percentuais e a taxa de juro EURIBOR a 12 meses média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2016, acrescida de 0,75 pontos percentuais.

O quadro seguinte sintetiza a metodologia de cálculo deste ajustamento.

---

<sup>36</sup> 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**

		2015
		10 <sup>3</sup> EUR
<b>A = a + b + c + d + e + f + g + h + i - j</b>	<b>Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da UGS</b>	<b>1 880 637</b>
a	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Gestão Global do Sistema	309 862
b = (1) + (2)	Diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial	1 225 657
(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	718 149
(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	507 508
c	Custos com a aplicação da tarifa social	-27 059
d = (3) + (4) - (5) + (6) + (7)	<b>CMEC</b>	<b>235 106</b>
(3)	Parcela Fixa dos CMEC	67 621
(4)	Parcela de Acerto dos CMEC	118 749
(5)	Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte	0
(6)	Componente de alisamento dos CMEC (sem correção de hidraulicidade)	38 595
(7)	Correcção de hidraulicidade	10 142
e	Défice tarifário de BT em 2006	14 179
f	Défice tarifário de BTN em 2007	5 382
g	Valor a repercutir nas tarifas resultantes de medidas de sustentabilidade	28 548
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	26 372
i	Sobreprovento Tarifas transitórias	-3 494
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	-66 086
<b>B</b>	<b>Proveitos facturados pela EDP Distribuição por aplicação da UGS</b>	<b>1 872 641</b>
<b>C</b>	<b>Desvio de proveitos por aplicação da Tarifa Social pelo ORD</b>	<b>24 542</b>
<b>D = [B] - [A] - [C]</b>	<b>Desvio de proveitos por aplicação da TUGS pelo ORD</b>	<b>-32 538</b>
<b>E = [[D x (1+i<sub>2015</sub><sup>D</sup>)]x (1+i<sub>2016</sub><sup>D</sup>)]</b>	<b>Ajustamento em 2017, dos proveitos da tarifa de UGS facturados em 2015</b>	<b>-32 992</b>
<b>F = k - l</b>	<b>Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da URT</b>	<b>276 861</b>
k	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Transporte de Energia Eléctrica	236 214
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	-40 647
<b>G</b>	<b>Proveitos facturados pela EDP Distribuição por aplicação da URT</b>	<b>272 593</b>
<b>H = [G] - [F]</b>	<b>Desvio de proveitos por aplicação da TURT pelo ORD</b>	<b>-4 268</b>
<b>I = [[H x (1+i<sub>2015</sub><sup>D</sup>)]x (1+i<sub>2016</sub><sup>D</sup>)]</b>	<b>Ajustamento em 2017, dos proveitos da tarifa de URT facturados em 2015</b>	<b>-4 327</b>
i <sub>2015</sub> <sup>D</sup>	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2015 acrescida de spread	0,668%
i <sub>2016</sub> <sup>D</sup>	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2016 acrescida de spread	0,721%

**AJUSTAMENTO POR APLICAÇÃO DA TARIFA SOCIAL**

De acordo com o n.º 6 do artigo 91.º do Regulamento Tarifário em vigor, 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 2015 e o desconto efetivamente concedido pelo operador da rede de distribuição em Portugal Continental em 2015.

Este montante é atualizado para 2016 através da aplicação da EURIBOR a 12 meses verificada em 2015 acrescida de um *spread* de 0,5 pontos percentuais e da aplicação da EURIBOR a 12 meses verificada até 15 de setembro de 2016, acrescida de um *spread* de 0,75 pontos percentuais. O valor do ajustamento por aplicação da tarifa social é de 76 mil euros, conforme se pode analisar no quadro seguinte.

**Quadro 4-48 - Ajustamento da Tarifa Social de 2015**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR
		2015
<b>A</b>	Montante transferido pelo ORT do valor previsto da tarifa social em 2015	27 059
<b>B</b>	Desconto concedido pelo ORD no ano 2015	2 518
<b>C</b>	Desvio em 2017 por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela IV da tarifa de UGS em t-2	24 542
<b>D</b>	Ajustamento estimado em 2016 por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela IV da tarifa de UGS em t-1	24 630
$i_{2015}$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2015 acrescida de <i>spread</i>	0,668%
$i_{2016}$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2016 acrescida de <i>spread</i>	0,721%
$[(C) * (1+i_{2015})] * (1+i_{2016}) - D * (1+i_{2016})$	Ajustamento em 2017 por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela IV da tarifa de UGS em t-2	76

No que respeita ao financiamento da tarifa social, o ajustamento definitivo dos montantes financiados em 2015, repartido por empresa, é apresentado no Quadro 4-49. Este engloba os ajustamentos da tarifa social referentes a 2015 do Continente e Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (apresentados no Quadro 4-99 e Quadro 4-130, respetivamente). Além do ajustamento ao montante da tarifa social efetivamente concedida em 2015, face ao valor previsto para as tarifas desse ano, neste ajustamento definitivo dos financiamentos da tarifa social respeitante a 2015 alocados a cada empresa, considera-se igualmente as potências instaladas (em MW) nos centros electroprodutores efetivamente em exploração em 2015, que foram facultadas à ERSE pela Direção Geral de Energia e Geologia (ver Anexo do presente documento). Adicionalmente, o ajustamento definitivo é deduzido do ajustamento provisório aos montantes financiados por cada empresa referentes a 2015, efetuado no cálculo tarifário de 2016.

**Quadro 4-49 - Ajustamento do financiamento da Tarifa Social referente a 2015  
por produtores em regime ordinário<sup>37</sup>**

	Tarifas 2015			Real 2015			Ajustamento referente a 2015 sem juros	Juros	Ajustamento referente a 2015 com juros	Ajustamento provisório de 2015 em T2016	Ajustamento definitivo de 2015 em T2017
	Potência p/ repartição da Tarifa Social		Valor por empresa	Potência p/ repartição da Tarifa Social		Valor por empresa					
	MW	%	10 <sup>3</sup> EUR	MW	%	10 <sup>3</sup> EUR					
<b>EDP Produção</b>	<b>8 288,5</b>	<b>73,3%</b>	<b>22 618,6</b>	<b>8 378,0</b>	<b>73,1%</b>	<b>2 055,9</b>	<b>-20 562,6</b>	<b>-286,6</b>	<b>-20 849,3</b>	<b>-20 657,0</b>	<b>-43,2</b>
Centrais com CMEC	4 368,7	38,7%	11 922,0	4 368,6	38,1%	1 072,0	-10 849,9	-151,2	-11 001,2	-10 865,9	-56,9
Centrais com GP				2 596,2	22,7%	637,1	637,1	8,9	646,0	-5 869,4	6 557,7
Restantes centrais	3 919,7	34,7%	10 696,6	1 413,2	12,3%	346,8	-10 349,8	-144,3	-10 494,1	-3 921,7	-6 544,0
<b>Endesa</b>	<b>845,0</b>	<b>7,5%</b>	<b>2 306,1</b>	<b>845,0</b>	<b>7,4%</b>	<b>207,4</b>	<b>-2 098,7</b>	<b>-29,3</b>	<b>-2 127,9</b>	<b>-2 101,8</b>	<b>-11,0</b>
Centrais com GP				845,0	7,4%	207,4	207,4	2,9	210,3	-2 101,8	2 327,2
<b>Tejo Energia</b>	<b>615,2</b>	<b>5,4%</b>	<b>1 678,8</b>	<b>615,2</b>	<b>5,4%</b>	<b>151,0</b>	<b>-1 527,9</b>	<b>-21,3</b>	<b>-1 549,2</b>	<b>-1 530,1</b>	<b>-8,0</b>
Centrais com CAE	615,2	5,4%	1 678,8	615,2	5,4%	151,0	-1 527,9	-21,3	-1 549,2	-1 530,1	-8,0
<b>Turbogás</b>	<b>1 057,1</b>	<b>9,4%</b>	<b>2 884,8</b>	<b>1 057,1</b>	<b>9,2%</b>	<b>259,4</b>	<b>-2 625,4</b>	<b>-36,6</b>	<b>-2 662,0</b>	<b>-2 629,3</b>	<b>-13,8</b>
Centrais com CAE	1 057,1	9,4%	2 884,8	1 057,1	9,2%	259,4	-2 625,4	-36,6	-2 662,0	-2 629,3	-13,8
<b>Hidroelétrica Guadiana</b>	<b>497,4</b>	<b>4,4%</b>	<b>1 357,4</b>	<b>507,4</b>	<b>4,4%</b>	<b>124,5</b>	<b>-1 232,9</b>	<b>-17,2</b>	<b>-1 250,0</b>	<b>-1 237,1</b>	<b>-4,0</b>
Centrais com GP				257,4	2,2%	63,2	63,2	0,9	64,0	-640,2	708,9
Restantes centrais	497,4	4,4%	1 357,4	250,0	2,2%	61,3	-1 296,0	-18,1	-1 314,1	-596,9	-712,9
<b>Pebble Hydro</b>				<b>33,2</b>	<b>0,3%</b>	<b>8,1</b>	<b>8,1</b>	<b>0,1</b>	<b>8,3</b>		<b>8,3</b>
Restantes centrais				33,2	0,3%	8,1	8,1	0,1	8,3		8,3
<b>EH Alto Tâmega e Barroso</b>				<b>11,8</b>	<b>0,1%</b>	<b>2,9</b>	<b>2,9</b>	<b>0,0</b>	<b>2,9</b>		<b>2,9</b>
Restantes centrais				11,8	0,1%	2,9	2,9	0,0	2,9		2,9
<b>Município Ribeira de Pena</b>				<b>10,5</b>	<b>0,1%</b>	<b>2,6</b>	<b>2,6</b>	<b>0,0</b>	<b>2,6</b>		<b>2,6</b>
Restantes centrais				10,5	0,1%	2,6	2,6	0,0	2,6		2,6
<b>Total</b>	<b>11 303,2</b>	<b>100,0%</b>	<b>30 845,6</b>	<b>11 458,3</b>	<b>100,0%</b>	<b>2 811,8</b>	<b>-28 033,8</b>	<b>-390,7</b>	<b>-28 424,6</b>	<b>-28 155,3</b>	<b>-66,1</b>
Centrais com CMEC	4 368,7	38,7%	11 922,0	4 368,6	38,1%	1 072,0	-10 849,9	-151,2	-11 001,2	-10 865,9	-56,9
Centrais com CAE	1 672,3	14,8%	4 563,6	1 672,3	14,6%	410,4	-4 153,3	-57,9	-4 211,1	-4 159,4	-21,8
Centrais com GP				3 698,6	32,3%	907,6	907,6	12,7	920,3	-8 611,4	9 593,8
Restantes centrais	5 262,2	46,6%	14 360,0	1 718,7	15,0%	421,8	-13 938,3	-194,3	-14 132,5	-4 518,7	-9 581,3

Nota: 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 -3 694 milhares de euros, conforme se pode analisar no quadro seguinte.

<sup>37</sup> 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, e pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprova o Orçamento do Estado para o ano de 2016, 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. De acordo com o número 4 do mesmo artigo, 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 4-50 - Ajustamento da Tarifa Social de 2016**

		Unidade: 10 <sup>6</sup> EUR
		2016
<b>A</b>	Montante estimado transferir pelo ORT do valor previsto da tarifa social em 2016	30 476
<b>B</b>	Desconto estimado conceder pelo ORD no ano 2016	34 144
$i_{2016}$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2016 acrescida de spread	0,721%
<b>(A - B) * (1+i<sub>2016</sub>)</b>	<b>Ajustamento em 2017 por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela IV da tarifa de UGS em t-1</b>	<b>-3 694</b>

No que respeita ao financiamento da tarifa social, o ajustamento provisório dos montantes financiados em 2016, repartido por empresa, é apresentado no Quadro 4-51. Este engloba os ajustamentos da tarifa social referentes a 2016 do Continente e Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (apresentados no Quadro 4-101 e Quadro 4-132, respetivamente). 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 2016, 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 2016, efetua-se também a revisão, sempre que necessário, das potências instaladas (em MW) nos centros electroprodutores em exploração em 2016, que foram facultadas à ERSE pela Direção Geral de Energia e Geologia (ver Anexo do presente documento).

**Quadro 4-51 - Desagregação do ajustamento em 2016 da Tarifa Social por empresa**

	Tarifas 2016			Estimativa 2016			Ajustamento provisório de 2016 sem juros	Juros	Ajustamento provisório de 2016 com juros
	Potência p/ repartição da Tarifa Social		Valor por empresa	Potência p/ repartição da Tarifa Social		Valor por empresa			
	MW	%	10 <sup>3</sup> EUR	MW	%	10 <sup>3</sup> EUR			
<b>EDP Produção</b>	<b>8 126,9</b>	<b>72,9%</b>	<b>23 352,4</b>	<b>8 378,0</b>	<b>73,1%</b>	<b>25 671,3</b>	<b>2 318,9</b>	<b>16,7</b>	<b>2 335,6</b>
Centrais com CMEC	3 770,0	33,8%	10 832,9	3 769,8	32,9%	11 551,2	718,3	5,2	723,4
Centrais com GP	2 225,4	20,0%	6 394,6	2 596,2	22,7%	7 955,0	1 560,4	11,3	1 571,7
Restantes centrais	2 131,5	19,1%	6 124,9	2 012,0	17,6%	6 165,1	40,2	0,3	40,5
<b>Endesa</b>	<b>845,0</b>	<b>7,6%</b>	<b>2 428,2</b>	<b>845,0</b>	<b>7,4%</b>	<b>2 589,3</b>	<b>161,1</b>	<b>1,2</b>	<b>162,3</b>
Centrais com GP	845,0	7,6%	2 428,2	845,0	7,4%	2 589,3	161,1	1,2	162,3
<b>Tejo Energia</b>	<b>615,2</b>	<b>5,5%</b>	<b>1 767,8</b>	<b>615,2</b>	<b>5,4%</b>	<b>1 885,0</b>	<b>117,3</b>	<b>0,8</b>	<b>118,1</b>
Centrais com CAE	615,2	5,5%	1 767,8	615,2	5,4%	1 885,0	117,3	0,8	118,1
<b>Turbogás</b>	<b>1 057,1</b>	<b>9,5%</b>	<b>3 037,6</b>	<b>1 057,1</b>	<b>9,2%</b>	<b>3 239,1</b>	<b>201,5</b>	<b>1,5</b>	<b>203,0</b>
Centrais com CAE	1 057,1	9,5%	3 037,6	1 057,1	9,2%	3 239,1	201,5	1,5	203,0
<b>Hidroelétrica Guadiana</b>	<b>497,4</b>	<b>4,5%</b>	<b>1 429,3</b>	<b>507,4</b>	<b>4,4%</b>	<b>1 554,7</b>	<b>125,5</b>	<b>0,9</b>	<b>126,4</b>
Centrais com GP	257,4	2,3%	739,6	257,4	2,2%	788,7	49,1	0,4	49,4
Restantes centrais	240,0	2,2%	689,6	250,0	2,2%	766,0	76,4	0,6	76,9
<b>Pebble Hydro</b>				<b>33,2</b>	<b>0,3%</b>	<b>101,7</b>	<b>101,7</b>	<b>0,7</b>	<b>102,4</b>
Restantes centrais				33,2	0,3%	101,7	101,7	0,7	102,4
<b>EH Alto Tâmega e Barroso</b>				<b>11,8</b>	<b>0,1%</b>	<b>36,2</b>	<b>36,2</b>	<b>0,3</b>	<b>36,4</b>
Restantes centrais				11,8	0,1%	36,2	36,2	0,3	36,4
<b>Município Ribeira de Pena</b>				<b>10,5</b>	<b>0,1%</b>	<b>32,2</b>	<b>32,2</b>	<b>0,2</b>	<b>32,4</b>
Restantes centrais				10,5	0,1%	32,2	32,2	0,2	32,4
<b>Total</b>	<b>11 141,6</b>	<b>100,0%</b>	<b>32 015,3</b>	<b>11 458,3</b>	<b>100,0%</b>	<b>35 109,5</b>	<b>3 094,3</b>	<b>22,3</b>	<b>3 116,6</b>
Centrais com CMEC	3 770,0	33,8%	10 832,9	3 769,8	32,9%	11 551,2	718,3	5,2	723,4
Centrais com CAE	1 672,3	15,0%	4 805,4	1 672,3	14,6%	5 124,2	318,8	2,3	321,1
Centrais com GP	3 327,8	29,9%	9 562,4	3 698,6	32,3%	11 333,0	1 770,6	12,8	1 783,4
Restantes centrais	2 371,5	21,3%	6 814,5	2 317,5	20,2%	7 101,1	286,6	2,1	288,7

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.

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 rubrica autónoma dos proveitos desta atividade em sede de ajustamentos, com a duração de 6 anos para cada projeto aceite.

Para ultrapassar eventuais distorções no nível de investimentos em BT<sup>38</sup>, 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. Esta análise, e conseqüente impacto na determinação da remuneração, é efetuada no final de cada período regulatório, com base nos dados reais verificados até ao final desse período.

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: (i) incentivo à redução do nível de perdas na rede de distribuição e (ii) incentivo à melhoria da qualidade de serviço, os quais são aceites *a posteriori*, sendo refletidos, via ajustamento, nas tarifas com um diferimento de dois anos. Por sua vez, o incentivo à promoção do desempenho ambiental é aceite *a priori* com base no plano apresentado pela empresa antes de cada período de regulação e ajustado ao fim de dois anos de acordo com os relatórios de execução.

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

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

Para 2017 as rendas de concessão, calculadas de acordo com o Decreto-Lei n.º 230/2008, de 27 de novembro, estimam-se em 254,4 milhões de euros.

---

<sup>38</sup> 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.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro.

## PLANOS DE REESTRUTURAÇÃO DE EFETIVOS

O cálculo da renda do Programa de Apoio à Reestruturação (PAR) segue a metodologia<sup>39</sup>, já considerada em tarifas 2009, a qual consiste no cálculo do valor por recuperar tendo em conta os custos totais do programa apresentados nos relatórios de execução anual, deduzidos dos custos recuperados nas tarifas (ajustamento sem juros). O montante apurado é dividido pelo número de anos que falta amortizar.

Os valores considerados pela ERSE para cálculo dos proveitos permitidos para 2017 foram calculados com base na análise do relatório de execução de 2015. 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 aceites para 2017 e indica, para cada plano, as anuidades que faltam vencer. Os montantes associados a estes planos correspondem à amortização dos custos que lhe estão associados, cujo valor máximo foi definido aquando da sua constituição como ativo regulatório.

**Quadro 4-52 - Custos com plano de reestruturação de efetivos**

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

	Tarifas 2005	Tarifas 2006	Tarifas 2007 (renda + ajustamento 2005 w/ juros)	Tarifas 2008 (renda + ajustamento 2006 w/ juros)	Tarifas 2009	Tarifas 2010	Tarifas 2011	Tarifas 2012	Tarifas 2013	Tarifas 2014	Tarifas 2015	Tarifas 2016	Valores por recuperar	Anuidades	Renda anual T 2017
Plano 2003	22 253	7 358	7 173	7 362	7 969	7 383	7 310	7 297	7 247	7 224	7 541	7 659	45 524	6	7 587
Plano 2004	12 801	14 699	31 364	14 339	14 530	14 584	14 467	14 425	14 409	14 363	14 904	14 994	106 183	7	15 169
Plano 2005	2 651	2 035	1 354	1 975	2 016	2 023	2 002	2 025	2 065	2 038	2 026	1 992	16 217	8	2 027
<b>Total a acrescentar aos proveitos permitidos</b>	<b>37 705</b>	<b>24 092</b>	<b>39 892</b>	<b>23 676</b>	<b>23 935</b>	<b>23 989</b>	<b>23 779</b>	<b>23 747</b>	<b>23 721</b>	<b>23 625</b>	<b>24 471</b>	<b>24 646</b>	<b>167 920</b>		<b>24 783</b>

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 20 805 milhares de euros em 2017.

<sup>39</sup> Metodologia discutida com a EDP Distribuição, em reunião sobre este assunto, e apresentada como proposta pela empresa no relatório de execução de 2007.



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

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

	2010 real	2011 real	2012 real	2013 real	2014 real	2015 real	T2016	T2017
PRRH	32 995	26 498	19 696	13 259	9 245	6 451	2 051	1 083
PAE*	25 740	25 012	24 785	24 375	24 187	23 261	20 780	19 722
<b>Total</b>	<b>58 735</b>	<b>51 510</b>	<b>44 482</b>	<b>37 633</b>	<b>33 432</b>	<b>29 712</b>	<b>22 831</b>	<b>20 805</b>

\* Exclui os FSE

Os valores apresentados não incluem o montante relativo à Caixa Cristiano Magalhães/Caixa Geral de Aposentações<sup>40</sup> no total de 1 906 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.

<sup>40</sup> A Caixa Cristiano Magalhães/ Caixa Geral de Aposentações inclui a obrigação que a EDP Distribuição assumiu com o encargo dos pagamentos das pensões (devidas aos aposentados antes da criação da Caixa Geral de Aposentações) e dos complementos de pensões (devidos aos aposentados da Caixa Geral de Aposentações).

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

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

		Tarifas 2016	Tarifas 2017
$a = [(1)+((2)\times(3))+((4)\times(5)/1000)]$	Custos de exploração líquidos aceites pela ERSE	121 410	121 008
(1)	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT	23 929	23 856
(2)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT (€/MWh)	1,068	1,065
(3)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - energia distribuída (GWh)	44 935	44 846
(4)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT (€/Km)	591,14	589,35
(5)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - extensão da rede (Km)	83 720	83 906
$b = (6) + [(7)\times(8)] - (9)$	Custo com capital	292 350	340 772
(6)	Amortizações dos activos fixos	199 204	214 135
(7)	Valor médio dos activos fixos	1 898 395	1 882 212
(8)	Taxa de remuneração dos activos fixos	6,34%	6,48%
(9)	Ajustamento t-1 CAPEX	27 276	-4 741
c	Montantes associados a planos de reestruturação de efectivos	15 985	15 251
d	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0	0
e	Incentivo aos investimentos em rede inteligente	0	7
f	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, no ano t-2 em AT/MT	-20 269	-7 075
<b>A = a + b + c + d + e - f</b>	<b>Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT</b>	<b>450 013</b>	<b>484 113</b>
$f = [(1)+((2)\times(3))+((4)\times(5)/1000)]$	Custos de exploração líquidos aceites pela ERSE	270 136	270 322
(1)	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	54 081	53 917
(2)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (€/MWh)	5,040	5,025
(3)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - energia distribuída (GWh)	21 363	21 423
(4)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	17,835	17,781
(5)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - número clientes	6 077 121	6 116 383
$g = (6) + [(7)\times(8)] - (9)$	Custo com capital	189 169	168 219
(6)	Amortizações dos activos fixos	100 075	98 235
(7)	Valor médio dos activos fixos	1 110 427	1 116 032
(8)	Taxa de remuneração dos activos fixos	6,34%	6,48%
(9)	Ajustamento t-1 CAPEX	-18 655	2 292
h	Montantes associados a planos de reestruturação de efectivos	33 681	32 242
i	Custos com rendas de concessão	250 743	254 396
j	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0	0
k	Incentivo aos investimentos em rede inteligente	0	0
l	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, no ano t-2 em BT	-24 173	-8 790
<b>B = f + g + h + i + j + k - l</b>	<b>Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT</b>	<b>767 903</b>	<b>733 968</b>
<b>C = A + B</b>	<b>Total de proveitos</b>	<b>1 217 916</b>	<b>1 218 081</b>

Observa-se, no Quadro 4-54, que não se verifica uma variação significativa dos proveitos permitidos desta actividade entre as tarifas do ano anterior e as Tarifas de 2017. 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, quer dos ajustamentos provisórios do CAPEX como dos ajustamentos de t-2.

**AJUSTAMENTOS DE 2015**

De acordo com o n.º 6 do artigo 94.º do Regulamento Tarifário em vigor, o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2015 e os que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo

94.º aos valores realmente verificados em 2015, 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 2015 com os previstos no cálculo das tarifas de 2015. O desvio a repercutir nas tarifas de 2017 resulta da diferença entre os proveitos faturados pelos distribuidores vinculados pela aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição fixadas para 2015, de 1 153 543<sup>41</sup> milhares de euros, e a soma dos proveitos permitidos recalculados com os valores reais, no montante de 1 159 368<sup>42</sup> milhares de euros, com os incentivos (1 257<sup>43</sup> milhares de euros) e os acertos do CAPEX (8 621 milhares de euros antes da aplicação de juros) aceites *a posteriori*. Esta diferença de -15 703 milhares de euros<sup>44</sup> é atualizada para 2017 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média de 2015, acrescida de 0,5 pontos percentuais e a taxa de juro EURIBOR a 12 meses média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2016, acrescida de 0,75 pontos percentuais.

---

<sup>41</sup> Proveitos faturados da URD<sub>AT/MT</sub>, 445 053 milhares de euros (linha B) + Proveitos faturados da URD<sub>BT</sub>, 708 490 milhares de euros (linha J).

<sup>42</sup> Proveitos da DEE em AT/MT, 422 725 milhares de euros (linha A) + Proveitos da DEE em BT, 736 642 milhares de euros (linha I).

<sup>43</sup> Melhoria da Qualidade de Serviço 3 168 milhares de euros (linha D) + Redução de Perdas em AT/MT, - 959 milhares de euros (linha E) e em BT, -952 milhares de euros (linha L).

<sup>44</sup> Um valor negativo significa valor a recuperar pela empresa.

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

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR	
		2015	Tarifas 2015
$a = [(1)+(2)\times(3)+(4)\times(5)/1000]$	Custos de exploração líquidos aceites pela ERSE	121 737	121 685
(1)	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	24 337	24 337
(2)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/MWh)	1,08641	1,08641
(3)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - energia distribuída (GWh)	44 176	44 802
(4)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/Km)	601,22914	601,22914
(5)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - extensão da rede (Km)	82 175	80 958
$b = (6) + [(7)\times(8)] - (9)$	Custo com capital	278 621	304 991
(6)	Amortizações dos ativos fixos	188 378	209 216
(7)	Valor médio dos ativos fixos	1 915 417	1 881 995
(8)	Taxa de remuneração dos ativos fixos	6,34%	6,75%
(9)	Ajustamento t-1 CAPEX	31 259	31 259
c	Montantes associados a planos de reestruturação de efetivos	18 823	17 943
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	-3 544
<b>A = a + b + c + d - e</b>	<b>Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT</b>	<b>422 725</b>	<b>448 183</b>
<b>B</b>	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD)	445 053	
<b>C = B - A</b>	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos em AT/MT	22 328	
<b>D</b>	Incentivo à melhoria da Qualidade de Serviço	3 168	
<b>E</b>	Incentivo à redução de perdas, em AT/MT	-959	
<b>F = C - D - E</b>	<b>Desvio dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Eléctrica no ano t em AT/MT</b>	<b>20 118</b>	
<b>G</b>	Acerto do capex	27 473	
<b>H = [(F x (1+i<sub>2015</sub><sup>D</sup>))] x (1+i<sub>2016</sub><sup>D</sup>) - G</b>	<b>Ajustamento em 2017 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em 2015, em AT/MT</b>	<b>-7 075</b>	
$f = [(1)+(2)\times(3)+(4)\times(5)/1000]$	Custos de exploração líquidos aceites pela ERSE	273 131	275 021
(1)	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	55 004	55 004
(2)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/MWh)	5,126	5,126
(3)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - energia distribuída (GWh)	21 069	21 459
(4)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	18,139	18,139
(5)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - número clientes	6 070 752	6 064 579
$g = (6) + [(7)\times(8)] - (9)$	Custo com capital	145 975	126 747
(6)	Amortizações dos ativos fixos	97 802	72 095
(7)	Valor médio dos ativos fixos	1 101 419	1 131 057
(8)	Taxa de remuneração dos ativos fixos	6,34%	6,75%
(9)	Ajustamento t-1 CAPEX	21 694	21 694
h	Montantes associados a planos de reestruturação de efetivos	37 712	36 874
i	Custos com rendas de concessão	251 146	257 503
j	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0	0
k	ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em BT	-28 678	-28 678
<b>I = f + g + h + i + j - k</b>	<b>Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT</b>	<b>736 642</b>	<b>724 824</b>
<b>J</b>	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD)	708 490	
<b>K = J - I</b>	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos em BT	-28 153	
<b>L</b>	Incentivo à redução de perdas, em BT	-952	
<b>M = K - L</b>	<b>Desvio dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t em BT</b>	<b>-27 200</b>	
<b>N</b>	acerto do capex	-18 790	
<b>O = [M x (1+i<sub>2015</sub><sup>D</sup>)] x (1+i<sub>2016</sub><sup>D</sup>) - N</b>	<b>Ajustamento em 2017 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em 2015, em BT</b>	<b>-8 790</b>	
<b>P = H + O</b>	<b>Ajustamento em 2017 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em 2015</b>	<b>-15 864</b>	
$i_{2015}^D$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2015 acrescida de spread	0,668%	
$i_{2016}^D$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2016 acrescida de spread	0,721%	

Observa-se que os valores dos ajustamentos desta atividade tanto em BT, como em AT/MT decorrem, principalmente, de desvios de faturação.

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 2015 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 2015 (energia elétrica entregue pelas redes de distribuição, extensão da rede de distribuição e número de clientes);
- Nível de perdas nas redes de distribuição;
- Nível da qualidade de serviço;
- Outros custos aceites.

Seguidamente é analisado, para cada um daqueles fatores, o desvio verificado em 2015.

#### Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar

O Quadro 4-56 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de DEE, comparando os valores previstos em tarifas de 2015 com os valores ocorridos. Como se pode observar, no cômputo total, as diferenças não são significativas.

**Quadro 4-56 - Movimentos no ativo líquido a remunerar**

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

	2015 (1)	Tarifas 2015 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
<b>Investimento a custos técnicos</b>	318 929	299 270	6,6%
<b>Ativo Fixo Bruto</b>			
Saldo Inicial (1)	12 725 447	12 786 199	
Investimento Directo	68 714	29 970	
Transferências para Exploração	285 365	285 579	
Reclassificações, alienações e abates	-33 959	0	
<b>Saldo Final (2)</b>	<b>13 045 567</b>	<b>13 101 748</b>	<b>-0,4%</b>
<b>Amortização Acumulada</b>			
Saldo Inicial (3)	8 384 046	8 436 645	
Amortizações do Exercício	384 905	379 906	
Regularizações	-33 326	0	
<b>Saldo Final (4)</b>	<b>8 735 625</b>	<b>8 816 551</b>	<b>-0,9%</b>
<b>Comparticipações</b>			
Saldo inicial líquido (5)	1 330 487	1 329 644	
Comparticipações do ano	55 423	47 954	
Amortização do ano	98 726	98 596	
Regularizações	0	0	
<b>Saldo Final (6)</b>	<b>1 287 184</b>	<b>1 279 003</b>	<b>0,6%</b>
<b>Ativo líquido a remunerar</b>			
Valor de 2014 (7) = (1) - (3) - (5)	3 010 913	3 019 910	-0,3%
Valor de 2015 (8) = (2) - (4) - (6)	3 022 758	3 006 194	0,6%
<b>Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2</b>	<b>3 016 836</b>	<b>3 013 052</b>	<b>0,1%</b>

Taxa de remuneração

Refletindo a metodologia de indexação apresentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, o custo de capital varia com base na evolução da média das *yields* das Obrigações do Tesouro a 10 anos da República Portuguesa, 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 2015 foi de 6,75% para a atividade de Distribuição de Energia Elétrica. Tendo em conta a evolução das cotações médias diárias das Obrigações do Tesouro da República Portuguesa a 10 anos, a taxa de remuneração final para esse ano corresponde a 6,34%.

Evolução dos indutores de custos no OPEX

De acordo com a aplicação da fórmula de *price-cap*, o nível de OPEX aceite para 2015 apresenta um ligeiro decréscimo de 0,5% entre o valor de 2015 (395 milhões de euros) e o considerado para cálculo de tarifas para 2015 (397 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**

	2015	Tarifas 2015	Desvio (2015 - Tarifas 2015)	
			Valor	%
Redes de AT/MT				
Energia distribuída (GWh)	44 176	44 802	-626	-1,4%
Extensão da rede (km)	82 175	80 958	1 217	1,5%
Redes de BT				
Energia distribuída (GWh)	21 069	21 459	-390	-1,8%
Clientes (número)	6 070 752	6 064 579	6 174	0,1%

Recorde-se que a componente variável, ou seja, a componente do OPEX que varia consoante o desenvolvimento da atividade da empresa, apresenta em 2015 um peso de cerca de 80% no total do OPEX controlável aceite pela ERSE em cada nível de tensão (AT/MT e BT).

**AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2016**

Foi efetuado um ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2016 da DEE, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano. O valor total a recuperar do sistema, que decorre da ligeira revisão em alta das taxas de remuneração e da alteração dos valores do ativo a remunerar é de cerca de 2,4 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 2016 da DEE**

Atividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT		Unidade: 10 <sup>6</sup> EUR		
		Tarifas 2016	2016 em 2016	Tarifas 2017
1	Amortizações dos activos fixos	199 204	200 782	
2	Valor médio dos activos fixos	1 898 395	1 907 788	
3	Taxa de remuneração dos activos fixos	6,34%	6,48%	
A = 1 + 2*3	Custo com capital afecto à actividade de distribuição em AT/MT	319 626	324 334	
B = A <sub>T2016</sub> - A <sub>2016 em 2016</sub>	Ajustamento AT/MT sem juros			-4 707
it-ID	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2016 acrescida de <i>spread</i>			0,721%
C = (1 + i <sub>t-ID</sub> )*B	Ajustamento AT/MT com juros			-4 741

Atividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT		Unidade: 10 <sup>6</sup> EUR		
		Tarifas 2016	2016 em 2016	Tarifas 2017
1	Amortizações dos activos fixos	100 075	96 401	
2	Valor médio dos activos fixos	1 110 427	1 109 254	
3	Taxa de remuneração dos activos fixos	6,34%	6,48%	
A = 1 + 2*3	Custo com capital afecto à actividade de distribuição em BT	170 514	168 238	
B = A <sub>T2016</sub> - A <sub>2016 em 2016</sub>	Ajustamento BT sem juros			2 276
it-ID	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2015 acrescida de <i>spread</i>			0,721%
C = (1 + i <sub>t-ID</sub> )*B	Ajustamento BT com juros			2 292

**MECANISMO DE INCENTIVO AOS INVESTIMENTOS EM REDE INTELIGENTE**

O Regulamento Tarifário em vigor estabelece o “mecanismo de incentivo ao investimento em rede inteligente”, que foi desenhado pela ERSE para estimular o operador da rede de distribuição a realizar projetos piloto e investimentos nas redes de distribuição com o objetivo de potenciar o desenvolvimento das “*smart-grids*” e de outras tecnologias inovadoras aplicáveis à distribuição de energia elétrica, de forma a reduzir os custos de exploração da empresa e a obter outros benefícios quantificáveis na ótica de outros agentes do Sistema Eléctrico Nacional, nomeadamente para os consumidores.

A primeira candidatura de um projeto a este incentivo pela EDP Distribuição foi feita em 2015, resultando da crescente preocupação com a continuidade do fornecimento, nomeadamente com as interrupções de curta duração e a forma como estas podem afetar os clientes mais sensíveis. Esta preocupação levou a que a EDP Distribuição procurasse novas soluções tecnológicas para minimizar o seu impacto e desenvolvesse uma nova filosofia de automação distribuída com o principal objetivo de tornar as operações na rede mais eficientes bem como reduzir o impacto dos defeitos na rede ao nível da qualidade de serviço. Este projeto consistiu na instalação de um novo equipamento, o OCR tipo 3, com um conjunto bastante significativo de vantagens e elementos inovadores face às tipologias anteriores.

De modo a validar este novo conceito de automação e telecontrolo através dos OCR3, a EDP Distribuição levou a cabo um projeto piloto entre Fevereiro e Dezembro de 2013 tendo como principal objetivo avaliar o impacto do OCR3 na qualidade de serviço. Este piloto utilizou uma rede envolvendo 5 subestações e 16 saídas MT, com uma extensão aproximada de 500km de linhas aéreas MT de 15kV.



Em 2014, os resultados obtidos neste projeto piloto, corresponderam a uma redução de TIEMT da ordem dos 17% e do MAIFI em aproximadamente 49%, com benefícios quantificáveis totais da ordem dos 65 mil euros.

Em termos de divulgação de informação, a EDP Distribuição apresentou artigos relativos a este projeto piloto nas conferências internacionais “21st CIREN International Conference”, de 2011 e “23rd CIREN International Conference”, de 2015.

Verificando-se que os diversos critérios gerais que orientam a seleção dos projetos de investimento em rede inteligente foram cumpridos, (enquadram-se no futuro modelo das redes, baseado no conceito de “rede inteligente”; resultam em benefícios líquidos para os consumidores e demais utilizadores das redes; desenvolvem novo conhecimento e disponibilizam informação útil, para serem partilhados com os diferentes utilizadores das redes) e garantido o envio à ERSE da informação regulamentarmente prevista, nomeadamente em termos de custos e benefícios, o investimento deste projeto piloto (OCR 3) é considerado elegível nos termos do Regulamento Tarifário.

Os resultados deste projeto serão avaliados de dois em dois anos, sendo os proveitos ajustados em conformidade de modo a refletirem o investimento aceite para efeitos regulatórios. Para 2017, os proveitos permitidos incluem o montante de 7 milhares de euros associados a este investimento (linha “e” do Quadro 4-54).

#### **MECANISMO DE INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

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

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

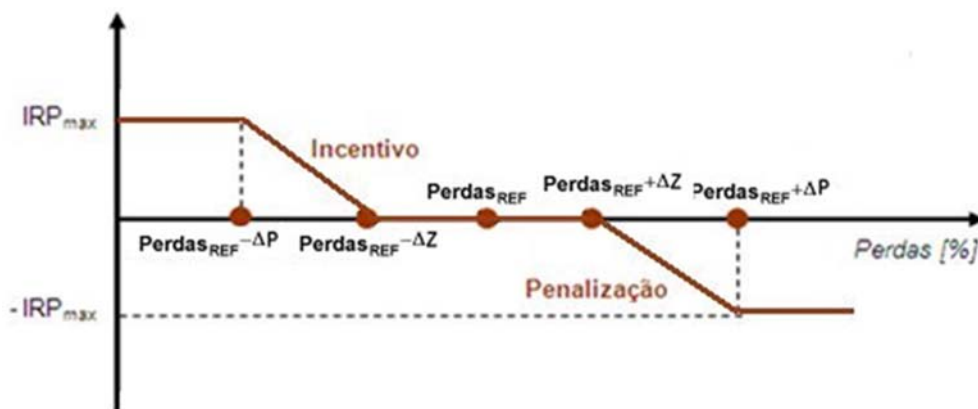
#### Aplicação do mecanismo durante o período regulatório 2015-2017

O mecanismo de incentivo em vigor durante o período regulatório 2015-2017 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 4-16, tendo em consideração os seguintes parâmetros:

- Valor das perdas de referência,  $P_{REF}$ .
- Parâmetro de valorização unitária das perdas,  $V_p$ .

- Variação máxima ( $\Delta P$ ), para aplicação do mecanismo de incentivo à redução das perdas (limite válido em caso de ganho ou penalização).
- Variação da banda morta ( $\Delta Z$ ), dentro da qual não é aplicada a valorização das perdas (limite válido em caso de ganho ou penalização).

Figura 4-16 - Mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição



Na revisão regulamentar de 2014, após consulta pública, a ERSE decidiu manter o modelo do mecanismo de incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição em vigor, revendo os valores dos seus parâmetros.

Para determinação destes parâmetros para vigorar no período regulatório 2015-2017, a ERSE teve em consideração o seguinte:

- A evolução recente das perdas reais verificadas nas redes de distribuição, com valores crescentes em 2012 e em 2013 e uma inversão de tendência prevista pelo operador da RND para 2014.
- Os estudos nacionais e internacionais efetuados no âmbito do impacto da produção distribuída, designadamente a comparação entre os níveis de perdas nas redes de distribuição em diversos países europeus.
- O acompanhamento da execução do plano, no que respeita à implementação de equipamentos de medição nas fronteiras entre os diferentes níveis de tensão, nomeadamente nas saídas de iluminação pública e nos postos de transformação, com vista a um apuramento mais detalhado do valor de perdas nas redes de distribuição.

Parâmetros do incentivo no período regulatório 2015-2017

Tendo em conta a informação referida no ponto anterior, a ERSE decidiu:

- Manter inalterado para o período regulatório 2015-2017, face ao período regulatório anterior, o valor das perdas de referência, fixado em 7,80%.
- Estabelecer, para o período regulatório 2015-2017, que o parâmetro de valorização unitária das perdas,  $V_p$ , será calculado anualmente, correspondendo a um terço da média aritmética dos preços médios mensais do mercado diário do ano em questão, de acordo com o proposto pelo operador da RND.
- Manter o carácter simétrico da banda morta e adotar, durante 2015, o valor de 1,7% para  $\Delta Z$ , reduzindo esse valor em 0,25% nos dois anos subsequentes. O valor resultante para  $P_{REF+\Delta Z}$  coincidirá, nos três anos, com o valor proposto pelo operador da RND para as perdas de referência.
- Manter o carácter simétrico da banda ( $\Delta P$ ) e fixar o valor de  $\Delta P$  em 3,0% acima do valor anual estabelecido para a banda morta ( $\Delta P = \Delta Z + 3,0\%$ ).

O Quadro 4-59 resume os parâmetros do incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2015-2017.

**Quadro 4-59 - Parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2015-2017**

	2015	2016	2017
Valor das perdas de referência (%)	7,80	7,80	7,80
Valor de $\Delta Z$ (%)	1,70	1,45	1,20
Valor de $\Delta P$ (%)	4,70	4,45	4,20

Fonte: ERSE

**Quadro 4-60 - Concretização dos parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2015-2017**

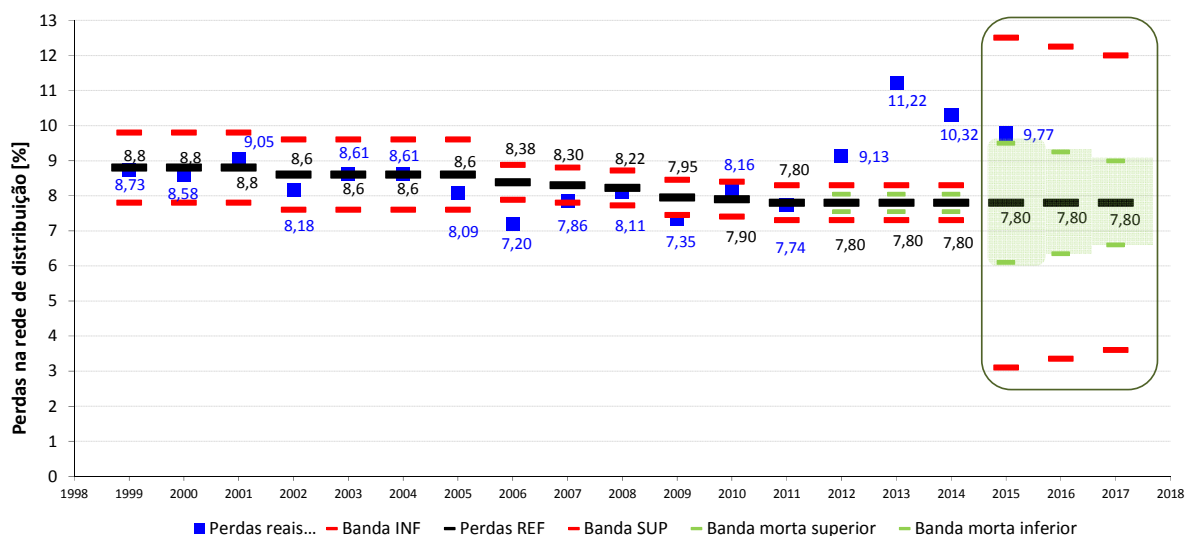
	2015	2016	2017
Limite inferior ( $P_{REF} - \Delta P$ )	3,10	3,35	3,60
Limite inferior da banda morta ( $P_{REF} - \Delta Z$ )	6,10	6,35	6,60
Valor das perdas de referência (%)	7,80	7,80	7,80
Limite superior da banda morta ( $P_{REF} + \Delta Z$ )	9,50	9,25	9,00
Limite superior ( $P_{REF} + \Delta P$ )	12,50	12,25	12,00

Fonte: ERSE

### 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 4-17 apresenta a evolução das perdas nas redes de distribuição, verificadas entre 1999 e 2015, no seu referencial de saída.

**Figura 4-17 - Evolução das perdas verificadas nas redes de distribuição no seu referencial de saída**



### Evolução da valorização das perdas

O Quadro 4-61 apresenta a variação das perdas ocorrida em 2015, 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 4-61 - Aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição no período regulatório 2015-2017**

		2015
Valor real das perdas	(%)	9,77
Valor limite superior do incentivo	(%)	12,50
Valor limite superior da banda morta	(%)	9,50
Valor das perdas de referência	(%)	7,80
Diferença de perdas	p.p.	0,27
Valorização das perdas $V_p$	(€/MWh)	16,81
Energia fornecida (TWh)	(TWh)	42,104
Valor a pagar pela empresa	(10 <sup>6</sup> €)	1 911

Para efeitos da valorização da energia de perdas em 2015, foi utilizado um terço da média aritmética dos preços médios mensais do mercado diário (50,43 €/MWh), que resultou no valor de 16,81 €/MWh. Esta valorização aplicada à diferença entre o valor real das perdas verificadas e o valor das perdas de referência, descontada da banda morta, resulta, se positiva, numa penalização para o operador das redes de distribuição.

A diferença entre as perdas reais (9,77%) e o valor superior da banda morta (9,50%) foi de 0,27pp. Assim, o valor da penalidade é 1,911 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 desde 2012 houve lugar a uma penalização pelo facto do valor das perdas reais ocorridas ser superior ao valor das perdas de referência.

**Figura 4-18 - Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição**



#### INCENTIVO À MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO

O artigo 124.º do Regulamento Tarifário em vigor prevê o mecanismo de incentivo à melhoria de continuidade de serviço que tem como duplo objetivo promover a continuidade global de fornecimento de energia elétrica e incentivar a melhoria do nível de continuidade de serviço dos clientes pior servidos. O primeiro objetivo é prosseguido através da designada “Componente 1”, enquanto o segundo objetivo é atingido por intermédio da designada “Componente 2”.

### Componente 1

O valor da Componente 1 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 da Componente 1 do mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço, em vigor em 2015, publicados com as tarifas e os preços da energia elétrica para o ano de 2016, através da Diretiva n.º 16/2015 de 24 de dezembro, Diário da República (2.ª série), da ERSE, encontram-se no Quadro 4-62.

**Quadro 4-62- Valores dos parâmetros da Componente 1 do incentivo à melhoria de qualidade de serviço em vigor para 2015**

END <sub>REF</sub>	0,000134 × ED
ΔV	0,12 × END <sub>REF</sub>
VEND	3,0 € / kWh
RQS1 <sub>max</sub>   =  RQS1 <sub>min</sub>	4 000 000 €

O valor da Componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço relativo a 2015 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 4-63 apresenta o modo de determinação da *END* em 2015, com indicação dos valores de energia ativa utilizados, das diversas parcelas que constituem a *ED* e do valor de *TIEPI* obtido em 2015 nas condições estabelecidas para efeitos de cálculo do incentivo à melhoria da qualidade de serviço.

**Quadro 4-63 - Determinação do valor de energia distribuída e da energia não distribuída, em 2015**

Valores de energia activa 2015	Período horário - h				Total
	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio	
$W_{RNTAT MR}$ : entregas REN-DV considerando as entregas a clientes em MAT (MWh)	6.440.932,66	22.638.699,30	12.883.269,90	6.440.447,49	48.403.349,35
$W_{CMAT MR}$ : vendas a clientes finais do mercado regulado (MWh)	2.709,43	6.930,48	6.674,00	4.991,80	21.305,70
$W_{CMAT ML}$ : vendas a clientes finais no mercado liberalizado (MWh)	139.414,73	918.096,03	687.823,82	407.120,89	2.152.455,47
$W_{RNTAT} = W_{RNTAT MR} + W_{CMAT MR}$ (MWh)	6.298.808,50	21.713.672,80	12.188.772,08	6.028.334,80	46.229.588,18
$\gamma_{AT}$	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)	6.217.361,07	21.432.901,78	12.045.431,45	5.956.264,01	45.651.958,30
$W_{CAT MR}$ : vendas a clientes finais do mercado regulado (MWh)	58,79	143,65	72,80	41,05	316,29
$W_{CAT ML}$ : vendas aos clientes do mercado livre referencial de consumo (MWh)	731.832,65	2.904.837,59	1.985.295,09	1.131.090,80	6.753.056,14
$W_{CAT} = W_{CAT MR} + W_{CAT ML}$ (MWh)	731.891,44	2.904.981,24	1.985.367,89	1.131.131,85	6.753.372,43
$[W_{RNTAT} \times (1 + \gamma_{AT})^{-1}] - (W_{CAT})$ (MWh)	5.485.469,63	18.527.920,54	10.060.063,55	4.825.132,15	38.898.585,88
$ED = [W_{RNTAT} \times (1 + \gamma_{AT})^{-1}] - (W_{CAT})$ (MWh)					38.898.585,88
TIEPI (min)					52,21
TIEPI (h)					0,87
T (h)					8.760,00
$END = ED \times TIEPI / T$ (MWh)					3.864,10

Com base no valor de  $ED$  em 2015 obtêm-se os valores dos parâmetros da Componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço que se apresentam no Quadro 4-64.

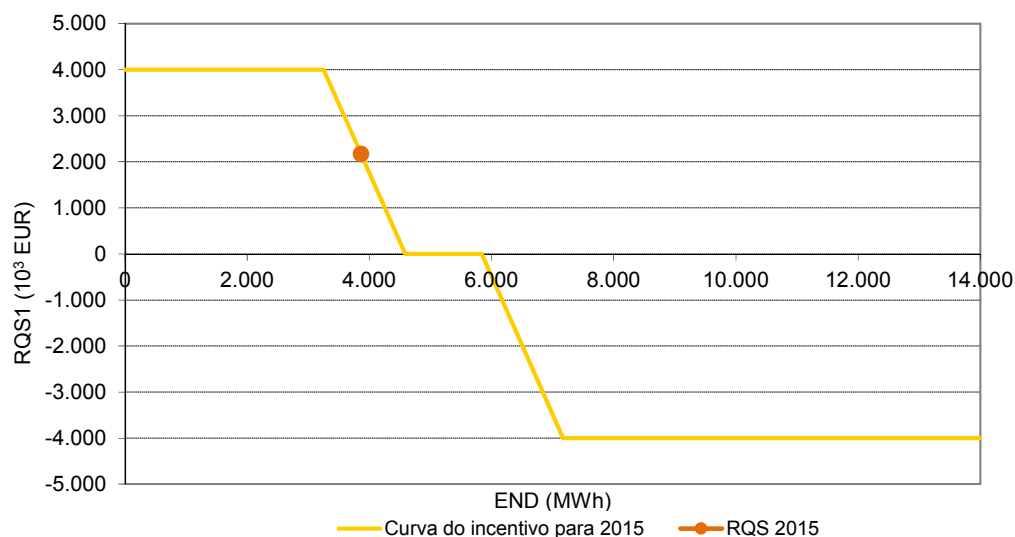
**Quadro 4-64 - Valores dos parâmetros da Componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2015**

$END$	(MWh)	3864,10
$END_{REF} = 0,000134 \times ED$	(MWh)	5212,41
$\Delta V = 0,12 \times END_{REF}$	(MWh)	625,49
$END_{REF} - \Delta V$	(MWh)	4586,92
$END_{REF} + \Delta V$	(MWh)	5837,90

Atendendo ao mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço, sendo o valor de  $END$  em 2015 inferior a  $END_{REF} - \Delta V$ , o valor da Componente 1 do incentivo constitui um aumento nos proveitos permitidos da atividade de distribuição em MT no valor de 2 168 466,20 euros.

Na Figura 4-19 é apresentada a curva da Componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2015, bem como o posicionamento do respetivo valor de  $END$  e incentivo associado.

**Figura 4-19 - Componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2015**



### Componente 2

O valor da Componente 2 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço na rede de distribuição em MT depende da média deslizando dos últimos três anos do indicador *SAIDI MT* relativo ao conjunto dos 5% dos Postos de Transformação de Distribuição e de Clientes em MT que apresentaram anualmente o pior valor de *SAIDI MT* (*SAIDI MT* 5%).

Os valores dos parâmetros da Componente 2 do mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço, em vigor em 2015, publicados com as tarifas e os preços da energia elétrica para o ano de 2016, através da Diretiva n.º 16/2015 de 24 de dezembro, Diário da República (2.ª série), da ERSE, encontram-se no Quadro 4-65.

**Quadro 4-65 - Valores dos parâmetros da Componente 2 do incentivo de qualidade de serviço em vigor para 2015**

SAIDI MT 5% <sub>REF 2015</sub>	(min)	650,00
$\Delta S$	(min)	30,00
V SAIDI MT	(€ / min)	33 333,33
$ RQS2max  =  RQS2min $	(€)	1 000 000

O valor da Componente 2 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço relativo a 2015 foi determinado com base na informação disponibilizada à ERSE referente ao indicador *SAIDI MT* dos anos



2013, 2014 e 2015. Para determinar o valor do indicador *SAIDI MT* são tidos em consideração os seguintes critérios:

- a) Consideradas todas as interrupções acidentais, com origem na rede de distribuição, em outras redes ou em outras instalações, incluindo nomeadamente as interrupções com origem na rede nacional de transporte, em instalações de clientes e em instalações de produtores, com as seguintes exceções:
- Interrupções com origem em instalações de clientes ou de produtores que afetem apenas os próprios clientes ou produtores;
  - Interrupções, em 2014 e 2015, resultantes de incidentes classificados pela ERSE como Evento Excecional;
  - Interrupções, em 2013, resultantes dos Eventos Meteorológicos de Caráter Extraordinário "Tempestade Gong", com início em 19 de janeiro de 2013, e "Tempestade de Vento", com início em 24 de dezembro de 2013, devidamente reconhecidos pela ERSE.
- b) Considerados os registos em todos os Postos de Transformação de Distribuição e de Cliente que tenham permanecido ativos por um período superior ou igual a 1 mês.
- c) Considerados todos os Postos de Transformação com potência superior a zero.

O Quadro 4-66 apresenta o valor do *SAIDI MT 5%* para os anos 2013, 2014 e 2015 nas condições estabelecidas para efeitos de cálculo da Componente 2 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço.

**Quadro 4-66 - Determinação do valor *SAIDI MT 5%***

	<i>SAIDI MT 5% (min)</i>
Ano 2013	667,55
Ano 2014	552,76
Ano 2015	419,84

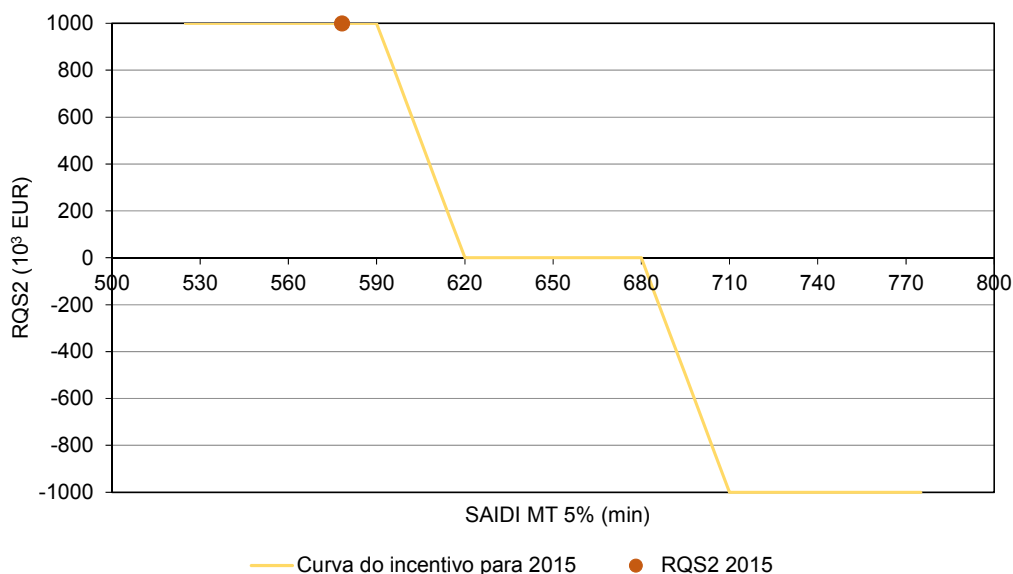
Com base nos valores apresentados no Quando 1-5, obtém-se o valor do parâmetro da Componente 2 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2015 (*SAIDI MT 5%*<sub>2015</sub>) que corresponde a 570,72 minutos.

Atendendo ao mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço, sendo o valor de *SAIDI MT 5%* em 2015 inferior a  $SAIDI MT 5\%_{REF} - \Delta S$ , o valor da Componente 2 do incentivo constitui

um aumento nos proveitos permitidos da atividade de distribuição em MT no valor de 1 000 000,00 euros.

Na Figura 4-20 é apresentada a curva da Componente 2 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2015, bem como o posicionamento do respetivo valor de SAIDI MT 5% e incentivo associado.

**Figura 4-20 - Componente 2 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2015**



#### 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 2017, em consistência com a previsão de quotas para o mercado regulado e com o nível previsto de perdas nas redes.

**Quadro 4-67 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da sua procura**

Unidade: GWh

	Real		ERSE Tarifas 2017	
	2014	2015	2016	2017
+ Saldo da compra e venda de energia para fornecimentos do CUR	-10 969	-13 851	-16 577	-17 887
+ Produção em regime especial	21 866	20 457	21 363	21 555
<b>= Total das aquisições</b>	<b>10 898</b>	<b>6 606</b>	<b>4 785</b>	<b>3 669</b>
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	1 475 15,96%	842 14,84%	581 14,04%	439 13,81%
- Perdas na rede de Transporte (perdas/fornecimentos)	175 1,9%	89 1,6%	64 1,6%	49 1,6%
<b>= Vendas do comercializador de último recurso</b>	<b>9 247</b>	<b>5 675</b>	<b>4 140</b>	<b>3 180</b>

Fonte: ERSE, EDP SU

As aquisições de energia pelo CUR usadas no cálculo das tarifas para 2017 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 2016 e previsões para 2017 consideradas pela ERSE, encontram-se no documento “Caracterização da procura de energia elétrica em 2017”.

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

No Quadro 4-68 apresenta-se o custo médio unitário de aquisição de energia elétrica à PRE previsto para 2017 por tecnologia e respetivas quantidades de energia.

**Quadro 4-68 - Custo de aquisição de energia elétrica à PRE**

	Tarifas 2017				
	Produção (GWh)	Preço médio de aquisição (€/MWh)	Custo Total (10 <sup>9</sup> EUR)	Preço <sup>(3)</sup> referência p/ cálculo do diferencial de custo (€/MWh)	Sobrecusto PRE referente ao ano (10 <sup>9</sup> EUR)
PRE 1 <sup>(1)</sup>	15 523	101,82	1 580 512		906 685
Eólicas	12 457	93,85	1 169 084	43,41	628 328
Hídricas	1 055	94,95	100 207	43,41	54 393
Biogás	289	114,00	32 889	43,41	20 365
Biomassa	753	118,97	89 576	43,41	56 892
Fotovoltaica	496	296,70	147 288	43,41	125 738
RSU	472	87,81	41 469	43,41	20 968
PRE 2 <sup>(2)</sup>	6 033	103,60	624 994		363 118
Térmica - Cogeração (NFER)	4 046	94,56	382 592	43,41	206 950
Térmica - Cogeração (FER)	1 678	93,95	157 657	43,41	84 813
Micro/Mini/UPAC/UPP	308	274,75	84 745	43,41	71 356
<b>Total da produção em regime especial</b>	<b>21 555</b>	<b>102,32</b>	<b>2 205 506</b>		<b>1 269 803</b>

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 2017, bem como os perfis de aquisição da PRE e os custos com desvios que lhe estão associados.

Fonte: ERSE, EDP SU

A Figura 4-21 apresenta as quantidades ocorridas da PRE por tecnologia no período de 2001 a 2015, o valor estimado para 2016 e a previsão para 2017. 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 e a forte hidraulicidade verificada nestes dois anos. Não obstante, no ano de 2014 o total de PRE injetada na rede ficou ligeiramente abaixo do verificado em 2013, o que se atribui à menor produção proveniente da cogeração, em resultado de particularidades na operação e manutenção de algumas instalações e ao fim do regime bonificado por fim do prazo previsto na lei em algumas unidades produtivas. Em 2015 verificou-se um decréscimo de 6,4% do total de PRE injetada na rede face a 2014, justificado

essencialmente pela quebra das renováveis de origem eólica (-4%) e hídrica (-46%), bem como por nova redução da cogeração (-8,1%) à semelhança do já observado em 2014.

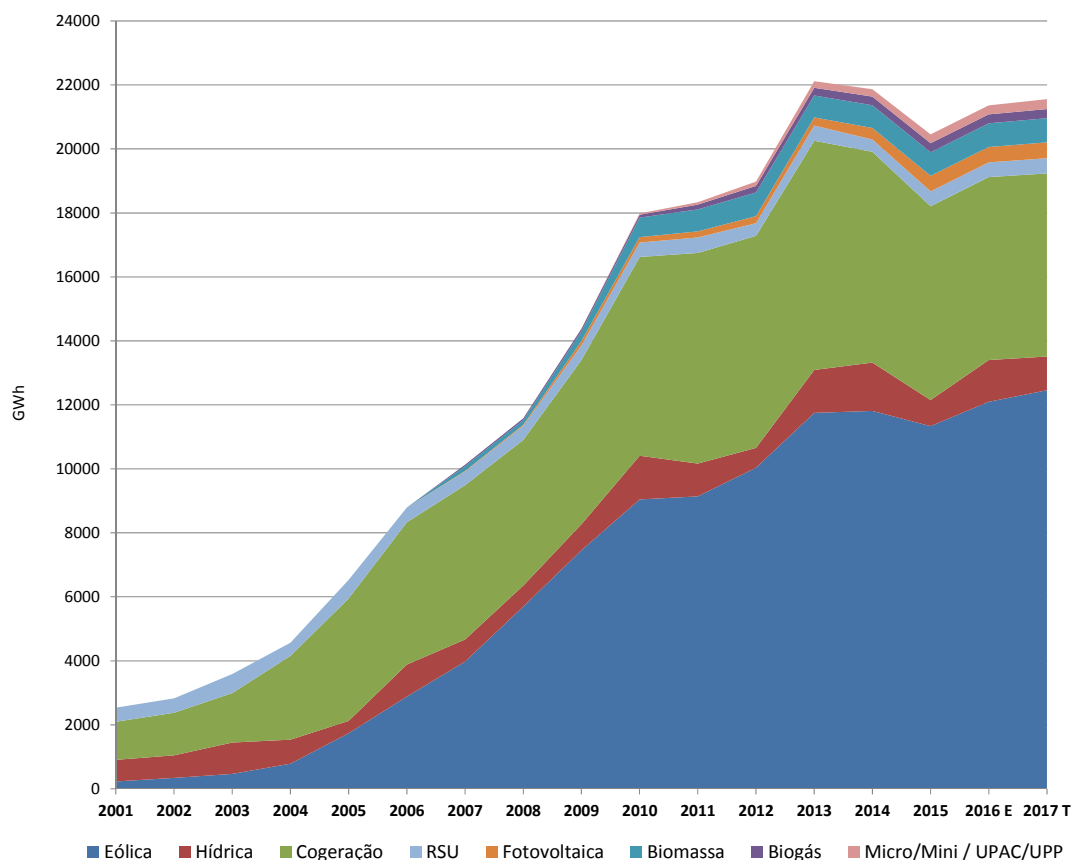
Para 2016, a ERSE considerou uma estimativa que incorpora dados reais dos primeiros dez meses do ano. Os principais fatores considerados nesta estimativa foram os seguintes:

- Aumento assinalável da PRE Hídrica, com uma variação acumulada até outubro de 2016 de +90% face ao período homólogo de 2015, ( $IPH_{Acum.Out2016}=1,59$  face a  $IPH_{Acum.Out2015}=0,81$ ; fonte REN), que corresponde à transição de um ano seco em 2015, para um ano muito húmido em 2016;
- Acréscimo notório da PRE Eólica, atendendo a que a produção acumulada até outubro é superior em cerca de 7% à verificada no período homólogo de 2016, o que se deve essencialmente ao aumento da potência eólica instalada (cerca de 250MW adicionais, que corresponde a cerca de 5% da potência instalada no final de 2015);
- Redução da injeção na rede das tecnologias de PRE de base térmica (Cogeração, Biogás, Biomassa, Resíduos Sólidos Urbanos), cuja produção acumulada a outubro de 2016 se reduziu em cerca de 7% (fonte REN) face à produção do período homólogo de 2015. Das análises efetuadas à informação mensal por tecnologia, esta redução terá particular incidência na cogeração não renovável e biomassa, o que se associa a particularidades na operação e manutenção, ao encerramento ou ao fim do regime de remuneração bonificado de algumas instalações;
- Manutenção ou ligeiro crescimento das injeções na rede de produtores fotovoltaicos, mini e micro produtores, unidades de produção para autoconsumo e unidades de pequena produção.

Com estes pressupostos, a estimativa da ERSE para a injeção total de PRE nas redes do SEN em 2016 terá um acréscimo de 4,4% face ao ocorrido em 2015.

Em 2017, assumiu-se uma previsão que considera as perspetivas de desenvolvimento da potência instalada das tecnologias de PRE e a evolução dos fatores que condicionam a sua produção, designadamente 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 em 2017 de cerca de 0,9% face à estimativa da ERSE para 2016. No entanto, este valor é inferior em 2,5% face ao máximo da produção em regime especial que se verificou em 2013 e superior em 5,4% face ao valor verificado em 2015 (último ano completo com dados reais apurados).

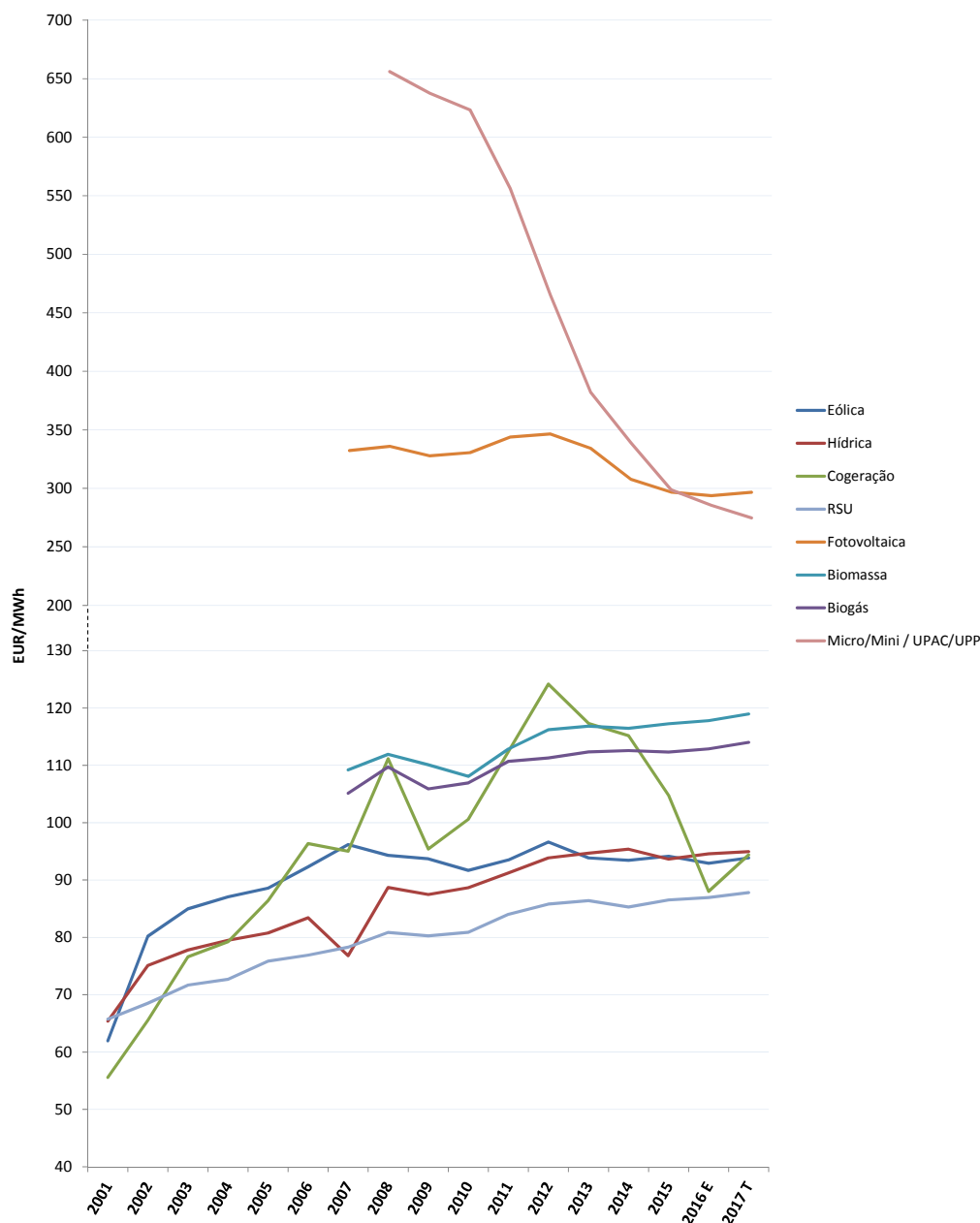
**Figura 4-21 - Evolução das quantidades da PRE por tecnologia**



Fonte: ERSE, EDP SU

A Figura 4-22 apresenta a evolução do preço unitário da PRE por tecnologia entre 2001 e 2015 (valores ocorridos), a estimativa para 2016 e a previsão para 2017. Em termos unitários, o preço médio de energia proveniente de PRE apresentou, entre 2001 e 2015, uma taxa média anual de crescimento de 4,1%. Para 2016, o preço médio deverá decrescer cerca de 5%, face ao verificado em 2015, principalmente em resultado da descida do preço da cogeração, dependente do preço do petróleo, bem como ao efeito do encerramento ou ao fim do regime de remuneração bonificado de algumas instalações, particularmente as de remuneração unitária mais elevada. Estima-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 2016, do preço médio da solar fotovoltaica e dos PRE de pequena capacidade, apresentados na Figura 4-22 de forma agregada (mini e microprodução, unidades de produção para autoconsumo (UPAC), unidades de pequena produção (UPP)).

Figura 4-22 - Evolução do custo unitário PRE por tecnologia



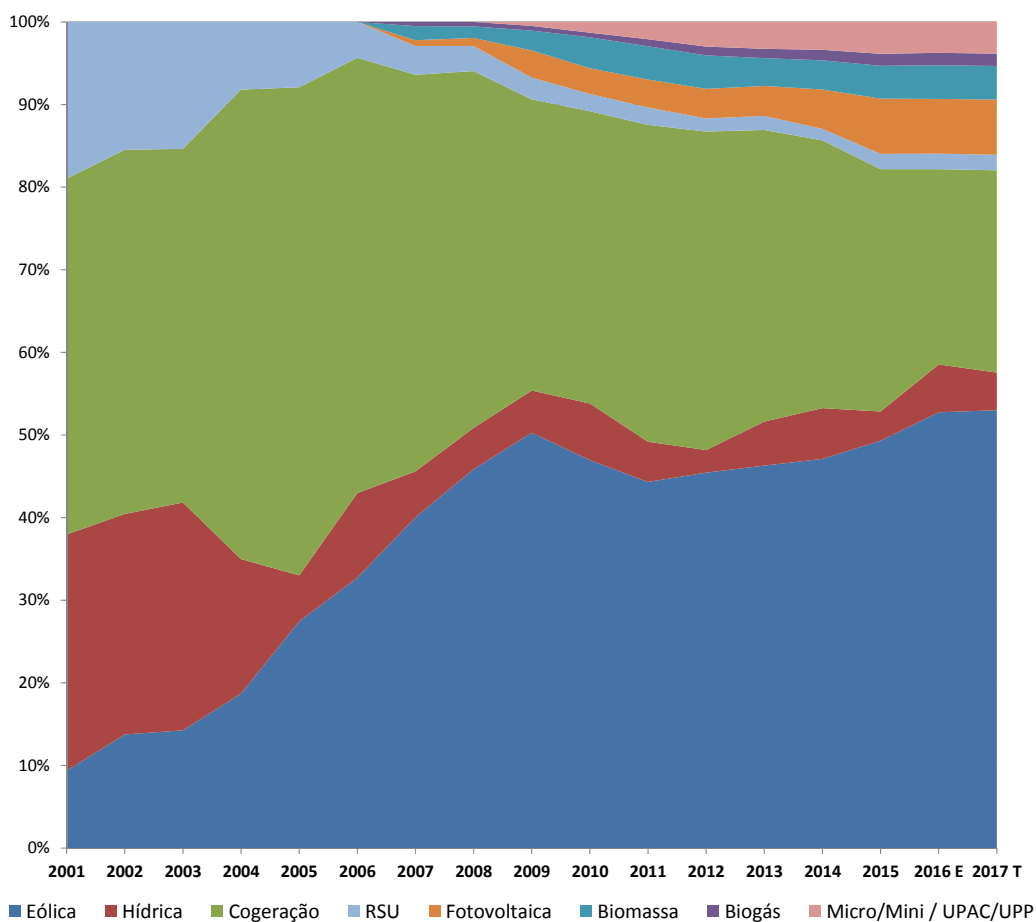
Fonte: ERSE, EDP SU

A Figura 4-23 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 de tecnologia fotovoltaica e da mini e microprodução, que em 2015 corresponderam a cerca de 3,7% das injeções de PRE na rede pública, mas representaram cerca de 10,5% dos custos de aquisição à PRE. Pela primeira vez perspetiva-se uma alteração desta tendência,



quer para 2016, quer para 2017, devido a uma evolução mais moderada das quantidades a que se sobrepõe a redução dos respetivos preços unitários destas tecnologias.

**Figura 4-23 - 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 50,9 €/MWh, previsto para 2017 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 2016.

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

O quadro seguinte sintetiza o montante de ajustamentos referentes a 2015 e 2016.

**Quadro 4-69 - Ajustamentos do comercializador de último recurso no âmbito da função CVEE FC**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2016	Tarifas 2017
A	Valor previsto para o ajustamento dos custos com a função CVEE FC, referente a t-1	68 314	64 302
B	Ajustamento da tarifa de energia, relativo a t-2	-54 670	-21 403
C	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo referente a t-2	-2 189	1 582
<b>D = A+B+C</b>	<b>Total de ajustamentos a incorporar nos proveitos para 2016</b>	<b>11 455</b>	<b>44 481</b>

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 4-70.

**Quadro 4-70 - Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2016	Tarifas 2017
<b>A</b>	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes = (1) x (2) + (3) - (4) + (5)	192 672	186 850
1	Custo médio de aquisição de energia elétrica (sem custos com desvios de carteira e serviços de sistema)	50,96	50,01
2	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes CUR	3 633	3 669
3	Desvio por gestão carteira	2 007	421
4	Proveitos decorrentes da partilha de risco entre CUR e os comercializadores de mercado	0	0
5	Outros custos	5 450	2 972
<b>B</b>	Custos de funcionamento afectos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes, previstos para o ano t	3 513	2 455
<b>C</b>	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	68 314	64 302
<b>D</b>	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	-54 670	-21 403
<b>E</b>	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo referente a t-2 a incorporar nos proveitos do ano t	-2 189	1 582
<b>F</b>	<b>Total dos proveitos a recuperar pela função de compra e venda de energia elétrica para fornecimento dos clientes = (A) + (B) - (C) - (D) - (E)</b>	<b>184 730</b>	<b>144 824</b>
<b>G</b>	<b>Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos da sustentabilidade de mercados = - [(C) + (D) + (E)]</b>	<b>-11 455</b>	<b>-44 481</b>
<b>H</b>	<b>Total dos proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação da TE = (F) - (G)</b>	<b>196 185</b>	<b>189 305</b>

**AJUSTAMENTOS DE 2015**

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 que 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.

Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial

De acordo com o artigo 96.º do Regulamento Tarifário em vigor, 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 2015 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 2015 dos custos da PRE atingiu o montante de 125 785<sup>45</sup> milhares de euros, devido essencialmente às alterações ocorridas nos valores das seguintes rúbricas face ao inicialmente previsto:

- Diminuição da taxa de juro do alisamento quinquenal;
- Incremento do valor referente às medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE decorrentes da legislação em vigor;
- Diminuição das quantidades de energia elétrica adquirida na PRE 2.

O último efeito pode ser observado no quadro seguinte:

**Quadro 4-71 - Desvios custos da PRE**

	2015	Tarifas 2015	Desvio (2015-T2015)	
			Valor	%
<b>Quantidades (GWh)</b>	<b>20 457</b>	<b>20 965</b>	<b>-508</b>	<b>-2,4%</b>
PRE 1	14 120	14 088	32	0,2%
PRE 2	6 337	6 877	-540	-7,9%
<b>Preço (€/MWh)</b>				
Preço médio de venda PRE <sup>(1)</sup>	46,21	47,27	-1,07	-2,3%
Custo médio PRE	105,78	108,04	-2,25	-2,1%

<sup>(1)</sup> 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 2017, de 17 193 milhares de euros a pagar pelo CUR, resulta da diferença entre o desvio apurado com base em custos reais, de 127 538<sup>46</sup> milhares de euros, e o valor considerado provisoriamente em tarifas para 2016 (110 346<sup>47</sup> milhares de euros), ambos os valores encontram-se atualizados para 2017. O quadro seguinte apresenta o cálculo deste desvio.

<sup>45</sup> Desvio PRE <sup>1</sup>, 52 560 milhares de euros + Desvio PRE <sup>2</sup>, 73 225 milhares de euros.

<sup>46</sup> Desvio PRE <sup>1</sup> atualizado, 53 293 milhares de euros + Desvio PRE <sup>2</sup> atualizado, 74 246 milhares de euros.

<sup>47</sup> Ajustamento provisório PRE <sup>1</sup> atualizado, 119 099 milhares de euros e ajustamento provisório PRE <sup>2</sup> atualizado, -8 754 milhares de euros

Verifica-se adicionalmente que:

- O cálculo do desvio provisório da PRE<sup>1</sup> em Tarifas 2016 foi superior ao montante do ajustamento real em 2015, originando um desvio de sinal negativo.
- O cálculo do desvio provisório da PRE<sup>2</sup> em Tarifas 2016 foi negativo, originando um desvio superior ao ajustamento definitivo para 2015.

**Quadro 4-72 - Cálculo do ajustamento da função Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial**

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

		2015
A	Diferencial da PRE <sup>1</sup> recuperado em 2015	718 149
B	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica [(1) - (2) + (3) + (4) - (5) - (6) + (7) - (8)]	680 418
1	Compras	1 445 857
2	Vendas	652 410
3	Outros custos	4 981
4	Custos de funcionamento	5 007
5	Ajustamento t-1	-184 163
6	Ajustamento t-2	-145 551
7	Alisamento quinzenal - artº 73º A	-333 489
8	Medidas de atenuação de impactes dos custos com a PRE decorrentes da legislação em vigor	119 242
9	Acertos faturação de anos anteriores com 1 ano de juros	177
C	Desvio do diferencial PRE <sup>1</sup> , em 2015 (A) - (B) + 9	37 908
D	Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência decorrente do DL 74/2013 e portaria 225/2015	14 652
E	Desvio do diferencial PRE <sup>1</sup> , com mecanismo regulatório DL 74/2013 (C) + (D)	52 560
F	Desvio do diferencial PRE <sup>1</sup> , em 2015 atualizado para 2017 = $E \times (1 + i_{t-2}^E) \times (1 + i_{t-1}^E)$	53 293
G	Valor do ajustamento provisório calculado em 2015 e incluído nos proveitos de 2016	118 246
H	Valor do ajustamento provisório calculado em 2015 e incluído nos proveitos de 2016, atualizado para 2017 = $G \times (1 + i_{t-1}^E)$	119 099
I	Ajustamento do diferencial PRE <sup>1</sup> , de 2015 a recuperar nos proveitos permitidos de 2017 = (F) - (H)	-65 807
J	Diferencial da PRE <sup>2</sup> recuperado em 2015	507 508
K	Diferencial de custos com a aquisição de energia eléctrica determinado com base em valores reais [(9) - (10) + (11) + (12) - (13) - (14) + (15)]	433 598
9	Compras	718 070
10	Vendas	292 811
11	Outros custos	4 981
12	Custos de funcionamento	5 007
13	Ajustamento t-1	-72 139
14	Ajustamento t-2	2 386
15	Alisamento quinzenal - artº 73º A	-71 402
16	Acertos faturação de anos anteriores com 1 ano de juros	-685
L	Desvio do diferencial PRE <sup>2</sup> , em 2015 (J) - (K)+16	73 225
M	Desvio do diferencial PRE <sup>2</sup> , em 2015 atualizado para 2017 = $L \times (1 + i_{t-2}^E) \times (1 + i_{t-1}^E)$	74 246
N	Valor do ajustamento provisório calculado em 2015 e incluído nos proveitos de 2016	-8 691
O	Valor do ajustamento provisório calculado em 2015 e incluído nos proveitos de 2016, atualizado para 2017 = $N \times (1 + i_{t-1}^E)$	-8 754
P	Ajustamento do diferencial PRE <sup>2</sup> , de 2015 a recuperar nos proveitos permitidos de 2017 = (M) - (O)	82 999
Q	Ajustamento do diferencial PRE, de 2015 a repercutir nos proveitos permitidos de 2017 [(I) + (P)]	17 193
$i_{t-2}^E$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2015 acrescida de spread	0,668%
$i_{t-1}^E$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2016 acrescida de spread	0,721%

No cálculo tarifário de 2015 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 14,7 milhões de euros nos proveitos para 2017.

### Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes

De acordo com o artigo 97.º do Regulamento Tarifário em vigor, 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 2015 a repercutir nas tarifas de 2017 é de 21 403 milhares de euros, a devolver ao CUR, de acordo com os valores apurados no Quadro 4-73.

**Quadro 4-73 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR
		2015
1 = 2*3+4+5+6	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	337 514
2	Custo médio de aquisição	53,23
3	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes do CUR	6 439
4	Desvio por gestão de carteira	-12 393
5	Proveitos decorrentes da partilha de risco entre CUR e os comercializadores de mercado	0
6	Outros custos	7 126
7	Custos de funcionamento afectos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica e aceites pela ERSE	2 368
<b>A = 1+7</b>	<b>Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da TE</b>	<b>339 882</b>
B	Proveitos faturados com a aplicação da TE a clientes finais deduzida aditividade e sobreproveito	386 634
C	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica (B-A), em 2015	46 752
D	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica atualizados para 2016 = $(C) \times (1 + i_{t-2}^E) \times (1 + i_{t-1}^E)$	47 404
E	Desvio provisório dos ajustamentos de 2015 calculado em 2016 e atualizados para 2017	68 807
F	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica (D-E), em 2015 atualizado para 2017	-21 403
$i_{t-2}^E$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2015 acrescida de spread	0,668%
$i_{t-1}^E$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2016 acrescida de spread	0,721%

Aquando da definição das tarifas para 2015, a previsão para o custo médio de aquisição de energia elétrica pelo CUR (sem serviços de sistema<sup>48</sup>), 53,49 €/MWh, foi ligeiramente superior ao ocorrido, 53,23 €/MWh.

<sup>48</sup> Os custos com serviços de sistema encontram-se na rubrica “Outros custos”.

**Quadro 4-74 - Custo médio de aquisição de energia elétrica pelo CUR**

Unid: €/MWh	
<b>Tarifas 2015 Valor implícito nas tarifas</b>	<b>2015 Real</b>
53,49	53,23

Nota: Sem serviços de sistema

Esta diferença marginal do custo médio de aquisição de energia elétrica entre o valor real de 2015 e o valor implícito nas tarifas de 2015 reflete os desvios entre os valores previstos e verificados dos principais fatores explicativos apresentados no Quadro 4-75 *infra*.

**Quadro 4-75 - Condições de referência para a previsão do custo médio de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso em 2015**

	<b>Tarifas 2015 Valor implícito nas previsões</b>	<b>2015 Real</b>
<b>Carvão (EUR/ton)</b>	59,58	51,21
<b>Petróleo - Brent (EUR/bbl)</b>	77,92	47,26
<b>Índice de produtividade hidroelétrica</b>	1,00	0,74
<b>Produção PRE Portugal (GWh)</b>	20 965	20 447

Fonte: ERSE, Reuters, REN, EDP

A penetração da produção em regime especial no conjunto de produção de energia elétrica, bem como a hidraulicidade, são contudo, os principais fatores explicativos da evolução do custo médio de aquisição de energia elétrica. A evolução destes dois fatores está inversamente relacionado com o preço de energia elétrica no mercado grossista. O Quadro 4-75 mostra que, quer as injeções de PRE, quer o índice de produtividade hidroelétrica se situaram abaixo dos valores previstos no cálculo tarifário de 2015, pressionando a subida do preço no mercado grossista. Contudo, este efeito foi absorvido pelo efeito contrário que a forte queda do preço do petróleo e do carvão tiveram na descida dos preços da energia elétrica. Estes dois efeitos de sinal oposto contribuíram, consequentemente, para que o desvio do custo médio de aquisição do CUR, apresentado anteriormente, tenha sido apenas marginal.



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 148.º do Regulamento Tarifário em vigor. 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 2015 o desvio atualizado para 2017 atinge o montante de 1 582 milhares de euros.

**Quadro 4-76 - Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> Eu
		2015
<b>A</b>	<b>Proveitos que resultam da aplicação da Tarifa de Venda a Clientes Finais</b>	<b>1 027 811</b>
1	Energia	386 631
2	Uso Global do Sistema	332 941
3	Uso da Rede de Transporte	34 611
4	Uso da Rede de Distribuição	243 026
5	Comercialização	25 547
<b>B</b>	<b>Proveitos que resultam da faturação = 1+2+3+4+5</b>	<b>1 022 757</b>
<b>C</b>	<b>Sobreproveito por aplicação da tarifa transitória</b>	<b>3 494</b>
<b>D</b>	<b>Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2 (A) - (B) - (C)</b>	<b>1 560</b>
$i_{t-2}^E$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2015 acrescida de spread	0,668%
$i_{t-1}^E$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2016 acrescida de spread	0,721%
<b>E</b>	<b>Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2 atualizado para 2016</b> <b>= (D) x (1+ <math>i_{t-2}^E</math>) x (1+ <math>i_{t-1}^E</math>)</b>	<b>1 582</b>

**AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2016**

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 2016, em consistência com a estimativa de quotas para o mercado regulado e com o nível estimado de perdas nas redes.

**Quadro 4-77 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura**

Unidade: GWh

	Real		ERSE Tarifas 2017
	2014	2015	2016
+ Saldo da compra e venda de energia para fornecimentos do CUR	-10 969	-13 851	-16 577
+ Produção em regime especial	21 866	20 457	21 363
<b>= Total das aquisições</b>	<b>10 898</b>	<b>6 606</b>	<b>4 785</b>
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	1 475 15,96%	842 14,84%	581 14,04%
- Perdas na rede de Transporte (perdas/fornecimentos)	175 1,9%	89 1,6%	64 1,6%
<b>= Vendas do comercializador de último recurso</b>	<b>9 247</b>	<b>5 675</b>	<b>4 140</b>

Fonte: ERSE, EDP SU

A estrutura dos fornecimentos do CUR por nível de tensão, usada para o ano de 2016 no cálculo das tarifas para 2017, depende da estrutura dos fornecimentos totais por nível de tensão estimada pela EDP Distribuição para 2016, 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 2017” encontra-se a evolução dos fornecimentos reais do CUR por nível de tensão, bem como as estimativas para 2016 e previsões para 2017 consideradas pela ERSE.

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 2016 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 2016 a repercutir em 2017 é de -144 222 milhares de euros incluindo juros, à taxa EURIBOR a 12 meses, calculada com base na média diária de 1 janeiro a 15 de setembro de 2016, acrescida de 0,75 pontos percentuais. O quadro seguinte apresenta o cálculo deste desvio.

**Quadro 4-78 - Cálculo do ajustamento na função de Compra e Venda de Energia Elétrica da produção em regime especial**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR
		2016
A	Diferencial da PRE <sup>1</sup> a recuperar em 2016	611 579
B	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica determinado com base em valores estimados [(1) - (2) + (3) + (4) - (5) - (6) + (7) - (8)]	926 919
1	Compras	1 547 350
2	Vendas	519 579
3	Outros custos	7 682
4	Custos de funcionamento	5 043
5	Ajustamento t-1	118 246
6	Ajustamento t-2	7 872
7	Alisamento quinquenal - artº 73º A	100 825
8	Medidas de atenuação de impactes dos custos com a PRE decorrentes da legislação em vigor	88 283
C	Desvio do diferencial PRE <sup>1</sup> , em 2016 (A) - (B)	-315 340
D	Desvio do diferencial PRE <sup>1</sup> , em 2016 atualizado para 2017 = C x (1+ i <sub>t-1</sub> <sup>5</sup> )	-317 615
9	Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência decorrente do DL 74/2013	32 496
E	Desvio do diferencial PRE <sup>1</sup> , com medidas de atenuação em 2016 atualizado para 2017 = D + [9 x (1+ i <sub>t-1</sub> <sup>5</sup> )]	-284 884
E	Diferencial da PRE <sup>2</sup> a recuperar em 2016	643 006
F	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica determinado com base em valores estimados [(9) - (10) + (11) + (12) - (13) - (14) + (15)]	503 338
9	Compras	583 162
10	Vendas	202 854
11	Outros custos	2 864
12	custos de funcionamento	5 043
13	Ajustamento t-1	-8 691
14	Ajustamento t-2	11 059
15	Alisamento quinquenal - artº 73º A	117 492
G	Desvio do diferencial PRE <sup>2</sup> , em 2016 (E) - (F)	139 668
H	Desvio do diferencial PRE <sup>2</sup> , em 2016 atualizado para 2017 = G x (1+ i <sub>t-1</sub> <sup>5</sup> )	140 675
I	Ajustamento provisório do sobrecurso PRE de 2016 a repercutir nos proveitos permitidos de 2017 [(E) + (H)]	-144 209
i <sub>t-1</sub> <sup>E</sup>	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2016 acrescida de spread	0,721%

O ajustamento de 144 209 milhares de euros, a devolver ao CUR, explica-se em grande parte devido a dois fatores:

- A diminuição em cerca de 28 milhões de euros das medidas de atenuação de impactes dos custos com a PRE decorrentes da legislação em vigor, face ao previsto em Tarifas 2016;

- Aumento significativo do diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica aos produtores em regime especial face ao previsto em Tarifas 2016, devido essencialmente a:
  - Na PRE<sup>1</sup> as quantidades aumentaram cerca de 4%, e o preço de compra aumentou 2,5%, no entanto, o preço de venda decresceu 27%, conduzindo a um aumento das compras e a uma diminuição significativa das vendas, o que gerou um diferencial a receber pela empresa, atualizado a 2017, de 284,9 milhões de euros;
  - Na PRE<sup>2</sup> verificamos que as quantidades diminuíram cerca de 12%, e o preço de compra decresceu 20%, no entanto, o preço de venda decresceu 27%, gerando uma diminuição do diferencial da PRE<sup>2</sup> face a Tarifas 2016, atualizado a 2017, de 144 milhões de euros.

De referir que no cálculo tarifário de 2016 foram incluídos 28,5 milhões de euros, referentes ao mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, que se ajustam provisoriamente para 32,5 milhões de euros.

#### 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 dos 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 2016 a repercutir nas tarifas de 2017 é de 64 302 milhares de euros, de acordo com os valores apurados no Quadro 4-79. A devolução deste montante decorre, em grande parte, do menor valor do custo médio de aquisição de energia que se estima venha a ocorrer em 2016, 38,97 €/MWh, face ao valor previsto nas tarifas de 2016, 50,98 €/MWh.

**Quadro 4-79 - Cálculo do ajustamento na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR
		2016
+	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	196 205
+	Custo médio de aquisição	38,97
+	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes do CUR	4 785
+	Desvio por gestão de carteira	4 438
+	Proveitos decorrentes da partilha de risco entre CUR e os comercializadores de mercado	0
+	Outros custos	5 295
+	Custos de funcionamento afetos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica aceites pela ERSE, previstos para o ano t-1	2 437
<b>A</b>	<b>Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da TE</b>	<b>198 642</b>
<b>B</b>	<b>Proveitos previstos faturar com a aplicação da TE a clientes finais</b>	<b>262 484</b>
<b>C</b>	<b>Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica (B - A), em 2016</b>	<b>63 842</b>
<b>D</b>	<b>Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica atualizados para 2017 (C) x (1+ i<sub>t-1</sub><sup>5</sup>)</b>	<b>64 302</b>
i <sub>t-1</sub> <sup>E</sup>	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2016 acrescida de spread	0,721%

#### 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 2017 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 4-80.

**Quadro 4-80 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição**

	Unidade 10 <sup>3</sup> EUR	
	Tarifas 2016	Tarifas 2017
Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t	209 273	230 694
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano t	20 028	24 306
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t	150 403	150 733
<b>Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, previstos para o ano t</b>	<b>379 704</b>	<b>405 733</b>

#### 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 maneiio. 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 4-81 - Proveitos permitidos à atividade de Comercialização**

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

			Tarifas 2016	Tarifas 2017
1	$F_{C,NT}$	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (MAT, AT e MT)	59	59
2	$V_{C,NT}$	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (€/consumidor)	208,710	205,990
3	$D_{C,NT}$	Número de consumidores médio, em NT	834	552
4	$O_{C,NT}$	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (MAT, AT e MT)	1	1
5	$PEF_{C,NT}$	Custos com planos de reestruturação de efetivos	0	0
6	$Z_{C,NT,t-1}$	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, atualizados para o ano t	0	0
7	$\Delta R_{C,NT,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em NT	1	-1
<b>A</b>	$R_{C,NT}^{CR} = (1)+(2)\times(3)/1000+(4)+(5)+(6)-(7)$	<b>Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT</b>	<b>234</b>	<b>174</b>
<b>B</b>		<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)</b>	<b>19</b>	<b>-19</b>
<b>C</b>	<b>A-B</b>	<b>Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT</b>	<b>215</b>	<b>192</b>
8	$F_{C,BTE}$	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	50	50
9	$V_{C,BTE}$	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE (€/consumidor)	58,936	58,168
10	$D_{C,BTE}$	Número de consumidores médio, em BTE (milhares)	1 976	1 411
11	$O_{C,BTE}$	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	3	2
12	$PEF_{C,BTE}$	Custos com planos de reestruturação de efetivos	0	0
13	$Z_{C,BTE,t-1}$	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, atualizados para o ano t	0	0
14	$\Delta R_{C,BTE,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BTE	-36	-66
<b>D</b>	$R_{C,BTE}^{CR} = (8)+(9)\times(10)/1000+(11)+(12)+(13)-(14)$	<b>Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE</b>	<b>205</b>	<b>199</b>
<b>E</b>		<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 BTE</b>	<b>-316</b>	<b>-171</b>
<b>F</b>	<b>D-E</b>	<b>Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE</b>	<b>521</b>	<b>370</b>
15	$F_{C,BTN}$	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	9 541	9 416
16	$V_{C,BTN}$	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN (€/consumidor)	12,807	12,640
17	$D_{C,BTN}$	Número de consumidores médio, em BTN (milhares)	1 100 253	1 180 793
18	$O_{C,BTN}$	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	1 496	1 498
19	$PEF_{C,BTN}$	Custos com planos de reestruturação de efetivos	0	0
20	$Z_{C,BTN,t-1}$	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, atualizados para o ano t	88	0
21	$\Delta R_{C,BTN,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BTN	-3 814	2 449
<b>G</b>	$R_{C,BTN}^{CR} = (15)+(16)\times(17)/1000+(18)+(19)+(20)-(21)$	<b>Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT</b>	<b>29 029</b>	<b>23 390</b>
<b>H</b>		<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 BT</b>	<b>13 486</b>	<b>6 992</b>
<b>I</b>	<b>G-H</b>	<b>Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT</b>	<b>15 543</b>	<b>16 398</b>
<b>J</b>	<b>A + D + G</b>	<b>Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica</b>	<b>29 468</b>	<b>23 763</b>
<b>K</b>	<b>B+E+H</b>	<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) e BTE</b>	<b>13 190</b>	<b>6 802</b>
<b>L</b>	<b>J-K</b>	<b>Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica</b>	<b>16 278</b>	<b>16 961</b>
		<b>Sobreprovento 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.</b>	<b>-4 272</b>	<b>-4 480</b>

### **COMPONENTE DE CUSTOS NÃO CONTROLÁVEIS**

Foi incluída uma componente de custos não controláveis no valor de 1,5 milhões de euros para 2017 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 4 480 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 2015**

De acordo com o n.º 5 do Artigo 100.º do Regulamento tarifário em vigor, o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2015 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 2015.

No período regulatório de 2015-2017 e com vista à harmonização das práticas regulatórias entre Continente e Regiões Autónomas, foi estabelecido como único driver de custos da EDP SU o número médio de clientes. Neste período regulatório a repartição do OPEX controlável, sujeito a metas de eficiência entre componente fixa e variável, foi também alterado. Adicionalmente foi prevista no Regulamento Tarifário, a possibilidade de inclusão de uma componente de custos não controláveis, sendo a mesma calculada numa base anual, casuisticamente, devendo apenas ser considerada quando justificável.

Desta forma, o ajustamento a repercutir dois anos depois resulta da variação do número de clientes do mercado regulado relativamente ao previsto e que serviu de base ao cálculo de tarifas e a consideração ou não, após análise anual, da componente de custos não controláveis.

O Quadro 4-82 compara os valores verificados em 2015 com os previstos em 2014 no cálculo das tarifas de 2015, tendo em conta o diferencial previsto em Tarifas 2015. O desvio a repercutir nas tarifas de 2017



resulta da diferença entre os proveitos faturados pela aplicação da tarifa de comercialização fixada para 2015, de 25 547<sup>49</sup> 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 23 197<sup>50</sup> milhares de euros. Esta diferença de 2 383 milhares de euros é atualizada para 2017 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média de 2015, acrescida de 0,5 pontos percentuais e a taxa de juro EURIBOR a 12 meses média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2016, acrescida de 0,75 pontos percentuais.

---

<sup>49</sup> Proveitos da CR<sub>NT</sub>, 400 milhares de euros (linha D) + Proveitos da CR<sub>BTE</sub>, 187 milhares de euros (linha D') + Proveitos da CR<sub>BTN</sub>, 24 960 milhares de euros (linha D'').

<sup>50</sup> Proveitos a recuperar da CR em NT, 401 milhares de euros (linha C) + Proveitos a recuperar da CR em BTE, 252 milhares de euros (linha C') + Proveitos da CR em BTN, 22 544 milhares de euros (linha C'').

Quadro 4-82 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização

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

			2015	Tarifas 2015
1	F <sub>C,NT</sub>	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT (MAT, AT e MT)	61	61
2	V <sub>C,NT</sub>	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT (€/consumidor)	214,452	214,452
3	D <sub>C,NT</sub>	Número de consumidores médio, em NT	1 609	854
4	O <sub>C,NT</sub>	Custos não controláveis	24	24
5	PEF <sub>C,NT</sub>	Custos com planos de reestruturação de efectivos	0	0
6	Z <sub>C,NT,t-1</sub>	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano t	0	0
7	AR <sub>C,NT,t-2</sub>	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano t-2 em NT	-61	-61
A	R <sub>C,NT</sub>	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT	492	330
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)	91	91
C = A - B		Proveitos a recuperar pela actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT	401	239
D	R <sub>F,C,NT</sub>	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em NT	400	
E = D - A + B		Desvio nos proveitos da actividade de Comercialização em NT, em 2015	-1	
F = E * (1+h <sub>t,2</sub> ) * (1+h <sub>t,1</sub> )	AR <sub>C,NT,t-2</sub>	Ajustamento em 2017 dos proveitos da actividade de Comercialização em NT, relativos a 2015	-1	
8	F <sub>C,BTE</sub>	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	52	21
9	V <sub>C,BTE</sub>	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE (€/consumidor)	60,558	60,558
10	D <sub>C,BTE</sub>	Número de consumidores médio, em BTE	3428	2 564
11	O <sub>C,BTE</sub>	Custos não controláveis	21	
12	PEF <sub>C,BTE</sub>	Custos com planos de reestruturação de efectivos	0	0
13	Z <sub>C,BTE,t-1</sub>	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano t	0	0
14	AR <sub>C,BTE,t-2</sub>	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano t-2 em BTE	-65	-65
A'	R <sub>C,BTE</sub>	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	345	241
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	93	93
C' = A' - B'		Proveitos a recuperar pela actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	252	148
D'	R <sub>F,C,BTE</sub>	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em BTE	187	
E' = D' - A' + B'	(B) - (B)	Desvio nos proveitos da actividade de Comercialização em BTE, em 2015	-65	
F' = E' * (1+h <sub>t,2}') * (1+h<sub>t,1}')</sub></sub>	AR <sub>C,BTE,t-2</sub>	Ajustamento em 2017 dos proveitos da actividade de Comercialização em BTE, relativos a 2015	-66	
15	F <sub>C,BTN</sub>	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN	9 803	9 803
16	V <sub>C,BTN</sub>	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN (€/consumidor)	13,160	13,160
17	D <sub>C,BTN</sub>	Número de consumidores médio, em BTN	2 120 288	2 234 815
18	PEF <sub>C,BTN</sub>	Custos com planos de reestruturação de efectivos		0
19	O <sub>C,BTN</sub>	Custos não controláveis	3 921	3 921
20	Z <sub>C,AT,t-1</sub>	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano t	0	0
21	AR <sub>C,BTN,t-2</sub>	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano t-2 em BTN	-7 106	-7 106
A''	R <sub>C,BTN</sub>	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN	48 732	50 239
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 BTN	26 188	26 188
C'' = A'' - B''		Proveitos a recuperar pela actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN	22 544	24 051
D''	R <sub>F,C,BTN</sub>	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em BTN	24 960	
E'' = D'' - A'' + B''		Desvio nos proveitos da actividade de Comercialização em BTN, em 2015	2 415	
F'' = E'' * (1+h <sub>t,2}'') * (1+h<sub>t,1}'')</sub></sub>	AR <sub>C,BTN,t-2</sub>	Ajustamento em 2017 dos proveitos da actividade de Comercialização em BTN, relativos a 2015	2 449	
G = F + F' + F''	AR <sub>C,t-2</sub>	Ajustamento em 2017 dos proveitos da actividade de Comercialização, relativos a 2015	2 383	
i <sub>t,2</sub> <sup>E</sup>	i <sub>2015</sub> <sup>E</sup>	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2015 acrescida de spread		0,668%
i <sub>t,2</sub> <sup>E</sup>	i <sub>2016</sub> <sup>E</sup>	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2016 acrescida de spread		0,721%

#### 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 2017.

#### **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 2017 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 6,126%, 6,476% e de 6,476%, 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 justificação detalhada dos parâmetros a aplicar à atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema encontra-se no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, de dezembro de 2014.

##### **4.5.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS**

#### **CUSTOS DOS COMBUSTÍVEIS**

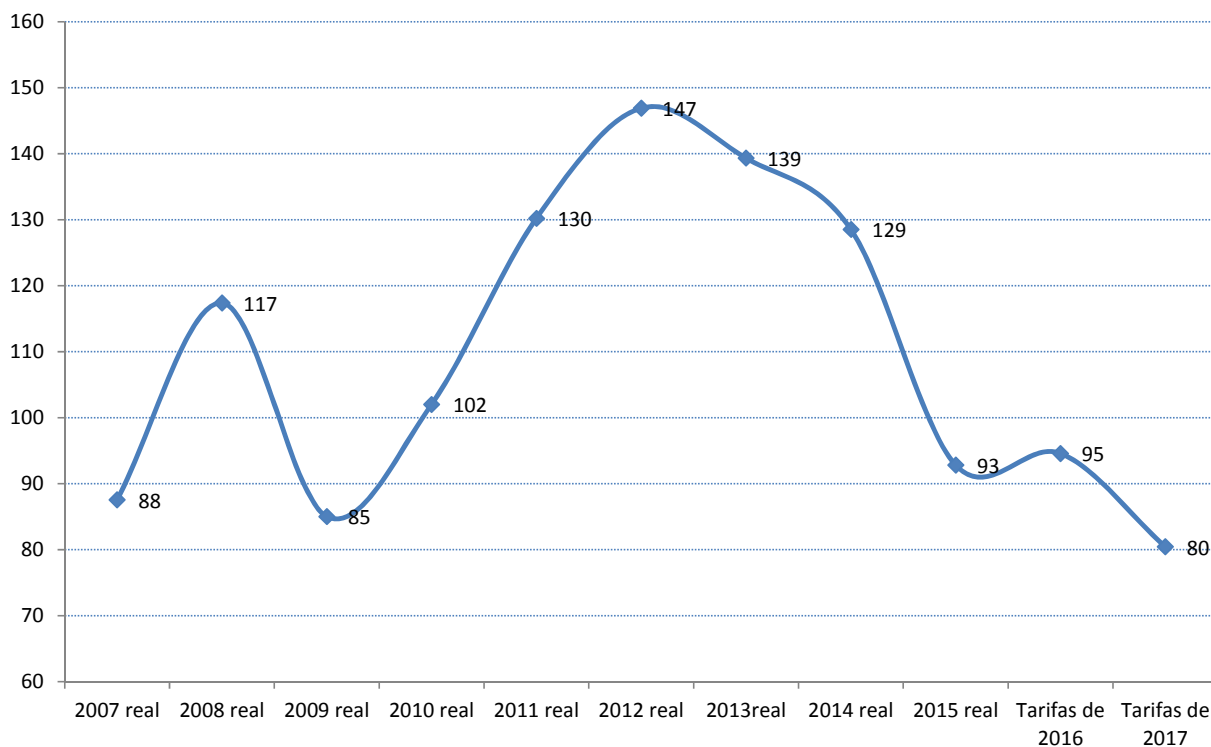
No Quadro 4-83 e na Figura 4-24 apresentam-se os custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EDA. O custo unitário variável da energia elétrica emitida pelas centrais da

EDA considerado nas tarifas para 2017 é inferior em cerca de 15% face ao previsto nas tarifas de 2016 e superior ao estimado para 2016, em cerca de 12%.

**Quadro 4-83 - Custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EDA**

Unidade (°)	2015 real	Tarifas de 2016	2016 em 2016 (EDA)	Evolução anual %	Tarifas de 2017	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	92,8	94,6	71,6	-23%	80,4	-15%	12%

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



O Quadro 4-84 apresenta os custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica na RAA.

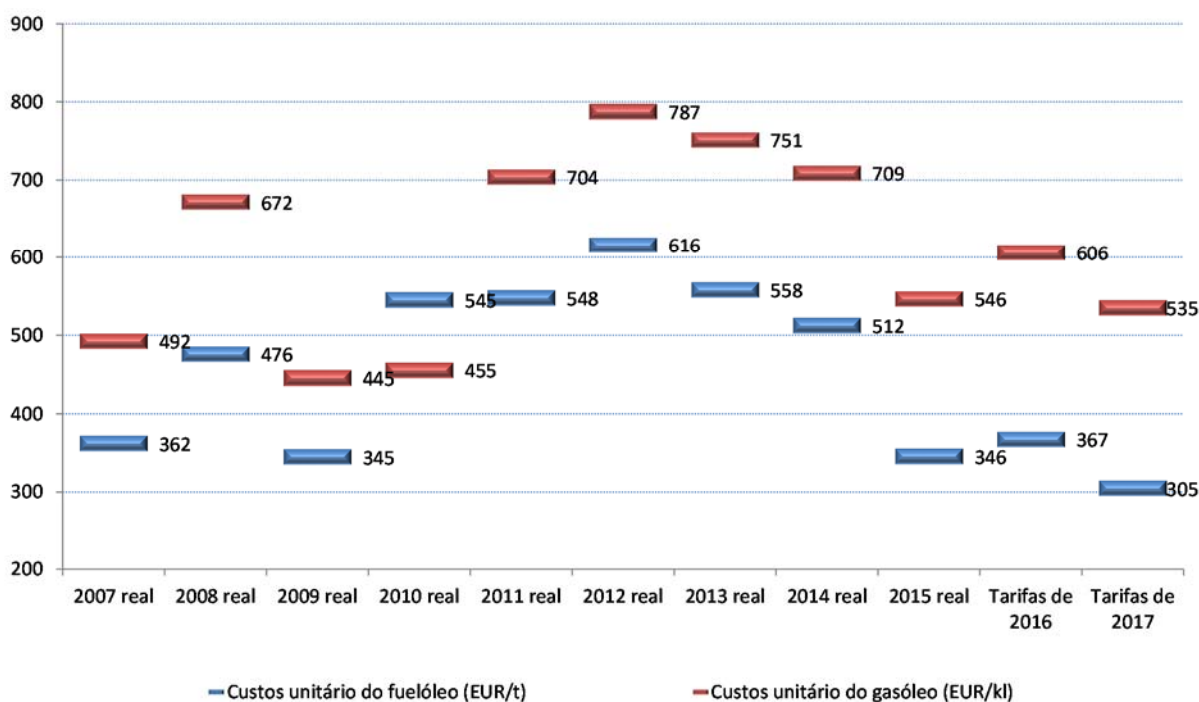
**Quadro 4-84 - Custo unitário dos combustíveis**

	Unidade	2015 aceite	Tarifas de 2016	2016 em 2016 (EDA)	Evolução anual %	Tarifas de 2017	Evolução anual %	Evolução anual %
		(1)	(2)	(3)	[(3)-(1)]/(1)	(4)	[(4)-(2)]/(2)	[(4)-(3)]/(3)
Custo unitário do fuelóleo	EUR/t	345,7	367,1	289,9	-16%	304,7	-17%	5%
Custo unitário do gasóleo	EUR/kl	546,3	606,3	456,0	-17%	534,9	-12%	17%

Observa-se que no ano de 2015, os custos unitários aceites com combustíveis atingiram valores de 345,7 EUR/t e 546,3 EUR/kl, respetivamente para o fuelóleo e para o gasóleo. As últimas estimativas da EDA para o ano de 2016, revelam uma expectativa de redução dos preços do fuelóleo e do gasóleo. Quanto às previsões para 2017, a ERSE prevê um aumento dos preços face à evolução observada nos mercados de futuros do petróleo e dos seus derivados. Assim, prevê-se que os preços do fuelóleo e do gasóleo sejam inferiores em 17% e 12%, respetivamente, em 2017 face ao implícito nas tarifas de 2016.

A Figura 4-25 permite visualizar para o período 2007 a 2017, 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 E GASÓLEO**

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.

No decorrer do último período regulatório (2012-2014) determinadas ocorrências obrigaram à revisão do mecanismo, nomeadamente no que se refere ao processo de aquisição de fuelóleo nas RA, nomeadamente, no caso da EDA – Eletricidade dos Açores, no período regulatório 2012 a 2014, procedeu-se à instalação de grupos de produção a fuelóleo nas ilhas de Santa Maria e de São Jorge, havendo necessidade de determinar os custos de transporte, descarga e armazenamento nas infraestruturas dessas ilhas.

Refira-se, também, que a ERSE ao impor metas de eficiência apenas aos custos com a aquisição de fuelóleo, poderá estar a dar um sinal errado no que se refere à escolha das melhores formas de utilização de combustíveis por parte das RA. Neste contexto, surgiu a necessidade proceder não só à atualização do estudo anterior, no que se refere ao processo de aquisição de fuelóleo, como também alargar o seu âmbito aos restantes combustíveis consumidos nas Regiões Autónomas, nomeadamente ao gasóleo e ao gás natural.

A ERSE definiu os valores para 2015 com base na análise efetuada no novo estudo “*Study on Reference Costs and Setting Efficiency Targets in the fuel purchase activity*”, que foi concluído em novembro do corrente ano.

O Quadro 4-85 apresenta o cálculo dos custos aceites com a aquisição de fuelóleo, em 2017.

**Quadro 4-85 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo das tarifas de 2017**

	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) €/t	Custo Unitário do fuel (c/ adição de gasóleo) €/t	Consumo 2017 (t)	Custos eficientes de descarga e armazenamento (1º porto) €	Custos eficientes de descarga e armazenamento (2º porto) €	Custos eficientes previstos para 2017 (s/ custos transporte terrestre) €
	(1)		(2)	(3)	(4)	(5)=(1)*(2)+(3)+(4)
São Miguel	234,96		43 164	2 045 915		12 187 750
Terceira	234,96		26 564	1 561 043		7 802 568
Pico		288,95	8 457	364 620	287 420	3 095 820
Faial		288,95	8 328	352 724	511 549	3 270 582
<b>Total</b>			<b>86 514</b>	<b>4 324 302</b>	<b>798 969</b>	<b>26 356 720</b>

O Quadro 4-86 apresenta o cálculo dos custos aceites com a aquisição de gasóleo, em 2017.

**Quadro 4-86 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo das tarifas de 2017**

	Custo Unitário (matéria prima + transporte + margem comercialização) €/kg/l	Consumo 2017 (kg/l)	Custos eficientes de descarga e armazenamento €	Custos eficientes previstos para 2017
	(1)	(2)	(3)	(4)=(1)*(2)+(3)
Santa Maria	0,464	4 401 141	296 410	2 338 342
São Miguel	0,464	449 359	5 833	214 316
Graciosa	0,464	1 254 600	320 068	902 146
São Jorge	0,464	6 316 586	130 247	3 060 860
Pico	0,464	239 631	117 748	228 926
Faial	0,464	234 987	72 126	181 149
Flores	0,464	1 391 058	128 781	774 170
Corvo	0,464	433 699	0	201 217
<b>Total</b>		<b>16 062 284</b>	<b>1 139 286</b>	<b>8 591 466</b>

#### 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 2016, face ao ocorrido em 2015, em 0,5%, como mostra o Quadro 4-87. Para 2017, o valor deverá apresentar um aumento de 0,9% face ao previsto em

tarifas de 2016. Estes são custos totais, incorporando, para além dos custos variáveis, os custos referentes à amortização e à remuneração do investimento.

**Quadro 4-87 - Custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores do sistema independente**

Unidade	2015 real	Tarifas de 2016	2016 em 2016 (EDA)	Evolução anual %	Tarifas de 2017	Evolução anual %	Evolução anual %	
	(1)	(2)	(3)	[(3)-(1)]/(1)	(4)	[(4)-(2)]/(2)	[(4)-(3)]/(3)	
Custo unitário SIA	EUR/MWh	96,6	97,0	97,4	0,5%	97,9	0,9%	0,6%

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, que não foi o caso de 2015, a energia elétrica adquirida ao SIA torna-se competitiva. Em 2015, o custo variável unitário das centrais da EDA (excluindo os custos com as licenças de CO<sub>2</sub>) aceite no ajustamento situou-se nos 92,8 EUR/MWh (Quadro 4-83), enquanto o custo unitário da energia elétrica adquirido ao SIA atingiu os 96,6 EUR/MWh (Quadro 4-87). Para as tarifas de 2016, mantém-se a tendência do ano anterior, com o custo variável unitário das centrais térmicas de 71,6 EUR/MWh (Quadro 4-83) a ser bastante inferior ao custo da energia adquirida ao SIA de 97,4 EUR/MWh (Quadro 4-87). Registe-se, contudo, que os custos com o SIA são custos totais, que incorporam os custos de investimentos, e que, por isso, não podem ser diretamente comparáveis com os custos variáveis das centrais da EDA.

**Quadro 4-88 - Custos da energia elétrica adquirida**

		2015 real			2016 em 2016 (EDA)			Tarifas 2017		
		Energia (MWh)	Custo unitário (€/MWh)	Custo Total (EUR)	Energia (MWh)	Custo unitário (€/MWh)	Custo Total (EUR)	Energia (MWh)	Custo unitário (€/MWh)	Custo Total (EUR)
Aquisição ao SIA	Hídrica	24 260	96,24	2 334 779	29 258	97,10	2 840 955	29 010	98,30	2 851 683
	Geotermia	182 044	96,20	17 512 632	169 757	97,10	16 483 426	199 704	98,30	19 630 903
	Eólica	68 653	96,53	6 627 017	82 900	97,10	8 049 529	92 236	98,30	9 066 799
	Térmica	0	106,77	2	0	95,48	0	0	94,93	0
	Biogás + Resíduos + Fotovoltaica	23	106,77	2 449	13 428	75,85	1 018 446	16 672	84,43	1 407 609
Aquisição de microgeração	Eólica	2	332,56	627	2	365,64	786	2	387,00	838
	Fotovoltaica	347	322,30	111 708	347	380,92	132 094	348	386,19	134 538
	Outros	27	275,19	7 552	27	276,37	7 598	28	276,30	7 618
Total Energia Adquirida		275 356	96,59	26 596 765	295 719	96,49	28 532 833	338 001	97,93	33 099 990



Destaca-se o acréscimo substancial ocorrido a partir de 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 correspondeu ao valor da produção adquirida pela EDA, valorizado ao preço médio da produção térmica da EDA conforme valor constante do Quadro 4-83.

### 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 4-89 apresenta a desagregação dos custos de exploração para tarifas 2016 e para tarifas 2017.

**Quadro 4-89 - Desagregação dos custos de exploração aceites pela ERSE**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2016	Tarifas 2017
<b>a</b>	<b>Custos de exploração sujeitos a eficiência</b>	<b>11 446</b>	<b>11 297</b>
<b>b</b>	<b>Custos com a operação e manutenção de equipamentos</b>	<b>7 343</b>	<b>8 764</b>
<b>c = 1 + 2</b>	<b>Outros combustíveis e lubrificantes, com exceção do custo com fuelóleo e gasóleo aceites pela ERSE:</b>	<b>974</b>	<b>931</b>
1	Lubrificantes	946	901
2	Amónia	28	30
<b>d = 3 + 4</b>	<b>Custos com o transporte do fuelóleo dentro das ilhas e com o CO2 aceite pela ERSE:</b>	<b>2 494</b>	<b>1 897</b>
3	Custos com o transporte do fuelóleo entre os portos e as centrais	407	361
4	Custos com o CO2	2 087	1 536
<b>e = a+b+c+d</b>	<b>Custos de exploração aceites</b>	<b>22 257</b>	<b>22 888</b>

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 CO<sub>2</sub>. Apenas os custos de exploração da empresa e os custos com os combustíveis, estão sujeitos a uma meta de eficiência.

Relativamente à inclusão dos custos com a aquisição de licenças de emissão de CO<sub>2</sub> 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 (1 536 milhares de euros) têm implícitas as quantidades que a EDA prevê adquirir (278 867 ton) e o preço previsto para 2017 de 5,509 €/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 4-90.

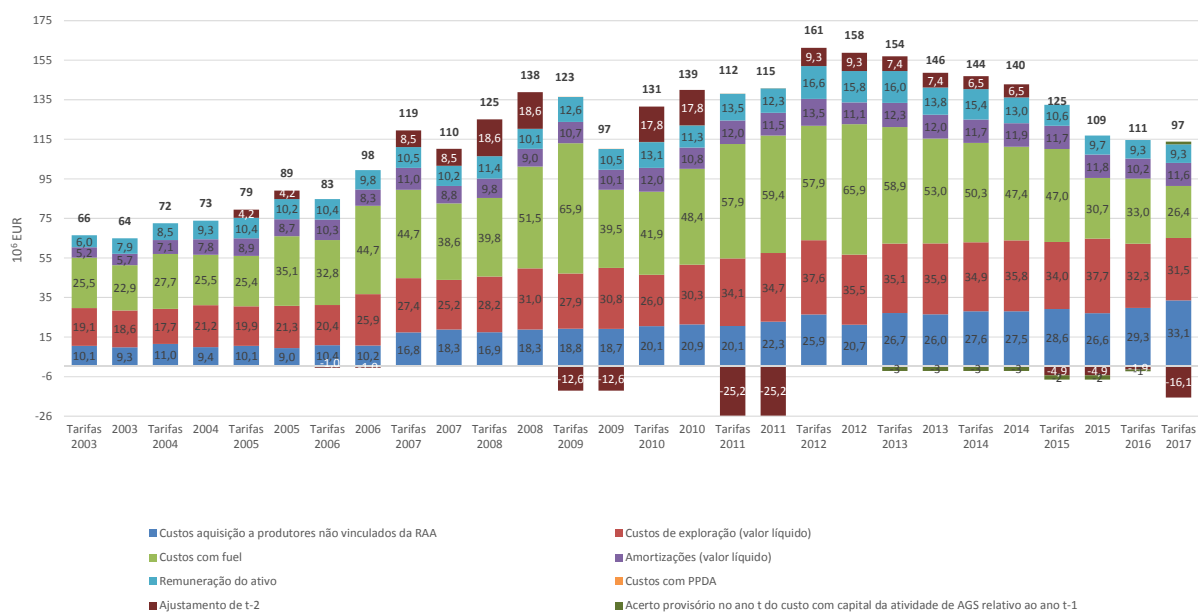
**Quadro 4-90 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
		Tarifas 2016	Tarifas 2017	Variação (%)
		(1)	(2)	[(2) - (1)]/(1)
1	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados da RAA	29 314	33 100	12,9%
2	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	10 177	11 618	14,2%
3	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	155 741	152 611	-2,0%
4	taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,99	6,13	2,2%
5	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-865	1 435	-265,9%
6	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	11 446	11 297	-1,3%
	Taxa de inflação (PIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	0,82	2,20	167,2%
	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	3,50	3,50	0,0%
7	Custos com a operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema aceites pela ERSE	7 343	8 764	19,4%
8	Custos com o fuel aceites pela ERSE	32 983	26 357	-20,1%
9	Outros combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com o fuelóleo, aceites pela ERSE	11 042	9 522	-13,8%
10	Custos com o transporte do fuelóleo dentro das ilhas e com o CO <sub>2</sub> aceites pela ERSE	2 494	1 897	-23,9%
11	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativos ao ano t-2	1 891	16 056	749,2%
<b>A=1+2+3*4/100+5+6+7+8+9+10-11</b>		<b>111 376</b>	<b>97 284</b>	<b>-12,7%</b>
12	Emissão para a rede (MWh)	767 686	788 282	2,7%
<b>B=(A-10)/12</b>		<b>148,67</b>	<b>141,96</b>	<b>-4,5%</b>
13	Desconto previsto por aplicação da tarifa social	-666	-1 591	139,0%

Da análise do quadro verifica-se um decréscimo dos proveitos permitidos na ordem dos 12,7%. Não considerando os ajustamentos de t-2 e de t-1, a variação traduz-se na diminuição dos proveitos unitários em 4,9%, em grande parte devido à diminuição dos custos com os combustíveis, tal como explicitado anteriormente.

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 2015

De acordo com o n.º 6 do artigo 102.º do Regulamento Tarifário em vigor, o ajustamento em 2017 dos proveitos da atividade de AGS, relativos a 2015, é dado pela diferença entre os valores recuperados pela EDA no montante de 126 230 milhares de euros (linha 5) e os proveitos que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 102.º aos valores verificados em 2015, de 109 425 milhares de euros (linha 1), adicionados do ajustamento resultante da convergência tarifária nacional, de -0,11 milhares de euros (linha 6). Este desvio é atualizado para 2017, aplicando-se as taxas EURIBOR a doze meses média, determinada com base em valores diários de 2015, acrescida de *spread* de 0,5% e EURIBOR a doze meses média, determinada com base em valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano 2016, acrescida de *spread* de 0,75%.

Os proveitos recuperados pela EDA em 2015 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 88 989 milhares de euros (linha 2);
- Compensação pela convergência tarifária de 37 241 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 0 milhares de euros (linha 4).

O Quadro 4-91 permite comparar os valores verificados em 2015 com os proveitos permitidos no cálculo das tarifas de 2015 e calcular o ajuste a repercutir nas tarifas de 2017.

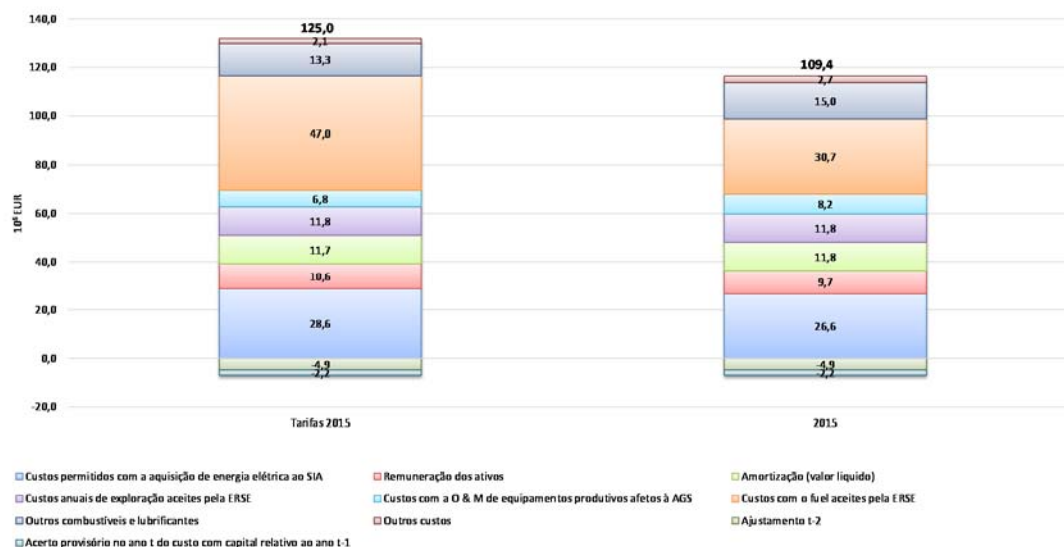
### Quadro 4-91 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema

		2015	Tarifas 2015	Diferença 2015 - Tarifas 2015	
		10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	%
a	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica ao SIA	26 597	28 647	-2 050	-7,2%
b	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	11 822	11 739	83	0,7%
c	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	161 398	165 487	-4 089	-2,5%
d	taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,99	6,40		
e	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-2 165	-2 165	0	0,0%
f	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	11 761	11 761	0	0,0%
g	Custos com a operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	8 177	6 816	1 361	20,0%
h	Custos com o fuel aceites pela ERSE	30 697	47 000	-16 302	-34,7%
i	Outros combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com o fuelóleo, aceites pela ERSE	15 003	13 273	1 730	13,0%
j	Custos com o transporte do fuelóleo dentro das ilhas e com o CO2 aceites pela ERSE	2 701	2 148	553	25,8%
k	Outros proveitos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	16	0	16	-
l	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0	0	0	-
	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativos ao ano t-2	4 857	4 857	0	0,0%
<b>1 = a+b+c*d/100+e+f+g+h+i+j+k-l</b>	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema</b>	<b>109 425</b>	<b>124 953</b>	<b>-18 269</b>	<b>-14,6%</b>
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	88 989			
3	Compensação relativa ao sobrecusto da AGS	37 241			
4	Custo da convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAA	0			
<b>5 = 2+3+4</b>	<b>Proveitos recuperados na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema</b>	<b>126 230</b>			
6	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAA	-110			
<b>7 = 5-1+6</b>	<b>Desvio de t-2</b>	<b>16 695</b>			
8	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-2 + spread	0,688%			
9	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de t-1 + spread	0,721%			
<b>10 = 7*(1+8)*(1+9)</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativos a t-2</b>	<b>16 927</b>			
11	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-865			
<b>12 = 10+11*(1+9)</b>	<b>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</b>	<b>16 056</b>			

Este montante do ajustamento a devolver às tarifas decorre, em grande parte, do menor valor dos custos com os combustíveis face ao previsto, na sequência da evolução dos preços do fuelóleo e do gasóleo nos mercados internacionais. Este fator conjuntamente com outros fatores, igualmente explicativos dos ajustamentos, são desenvolvidos nos pontos que se seguem.

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 2015 como em Tarifas de 2015, são os custos com o fuelóleo aceites pela ERSE.

Figura 4-27 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS



### 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 2015, inferiores aos previstos em tarifas, em cerca de 7,2%. Tal é explicado pela diminuição das quantidades adquiridas, de cerca de 6,0%, e do custo unitário, de cerca de 1,3% (Quadro 4-92).

Quadro 4-92 - Custos com aquisição de energia elétrica ao SIA

	Quantidades (MWh)			Custo Unitário (€/MWh)			Custo Total (10 <sup>9</sup> EUR)		
	2015	T2015	Δ%	2015	T2015	Δ%	2015	T2015	Δ%
Hídrica	24 260	31 290	-22,5%	96,24	97,50	-1,3%	2 335	3 051	-23,5%
Geotérmica	182 044	178 704	1,9%	96,20	97,50	-1,3%	17 513	17 424	0,5%
Eólica	68 653	82 324	-16,6%	96,53	97,50	-1,0%	6 627	8 027	-17,4%
Térmica	0	2	-99,2%	106,77	97,09	10,0%	0	0	-99,2%
Biogás	23	121	-81,1%	106,77	97,09	10,0%	2	12	-79,2%
<b>Microgeração</b>									
Eólica	2	2	-22,4%	332,56	392,64	-15,3%	1	1	-34,3%
Fotovoltaica	347	355	-2,3%	322,30	371,68	-13,3%	112	132	-15,3%
Ondas	27	3	782,6%	275,19	276,30	-0,4%	8	1	779,0%
<b>Total</b>	<b>275 356</b>	<b>292 801</b>	<b>-6,0%</b>	<b>96,59</b>	<b>97,84</b>	<b>-1,3%</b>	<b>26 597</b>	<b>28 647</b>	<b>-7,2%</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 4-93 apresenta a diferença entre os custos previstos e verificados, por tipo de combustível.

**Quadro 4-93 - Custos com combustíveis previstos e verificados**

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

	Tarifas 2015	2015 EDA real	2015 ERSE real	2015 EDA real/ Tarifas 2015	2015 ERSE real/ Tarifas 2015	2015 ERSE real/ 2015 EDA real
	(1)	(2)	(3)	(4) = [(2) - (1)] / (1)	(5) = [(3) - (1)] / (1)	(6) = [(3) - (2)] / (2)
	Unid: 10 <sup>3</sup> €			%		
Fuelóleo	47 000	33 569	30 697	-28,6%	-34,7%	-8,6%
Gasóleo	12 286	14 572	13 876	18,6%	12,9%	-4,8%
Lubrificantes	963	1 107	1 107	14,9%	14,9%	0,0%
Amónia	24	20	20	-15,7%	-15,7%	0,0%
<b>Total</b>	<b>59 286</b>	<b>48 140</b>	<b>44 574</b>	<b>-18,8%</b>	<b>-24,8%</b>	<b>-7,4%</b>

Observa-se que, em 2015, os custos com os combustíveis, aceites pela ERSE, foram inferiores aos previstos nas Tarifas 2015 em 24,8% (14 713 milhares de euros). No ajustamento de 2015 foi aplicada a nova metodologia de custos de referência para a aquisição de combustíveis (fuelóleo e gasóleo), resultante das conclusões retiradas do estudo “*Study on Reference Costs and Setting Efficiency Targets in the fuel purchase activity*”, de 2016.

#### Custos de referência para a aquisição de combustíveis 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, calculou 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.

Em 2015, foi iniciado o processo de realização de 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. O estudo, “*Study on Reference Costs and Setting Efficiency Targets in the fuel purchase activity*”, foi concluído em novembro do corrente ano. Com base no estudo, a ERSE determinou os novos custos de referência a aplicar no período regulatório 2015-2017, para os vários tipos de combustíveis consumidos nas Regiões Autónomas, fuelóleo, gasóleo e gás natural. Os ajustamentos a esses custos, referentes ao ano de 2015, a integrar no cálculo dos proveitos permitidos de 2017, já incorporam os resultados do novo estudo, tal como havia sido referido nos documentos de proveitos dos anos anteriores.

O Quadro 4-94 apresenta o cálculo dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais.

**Quadro 4-94 - Determinação dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais**

	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) €/t	Custo Unitário do fuel (c/ adição de gasóleo) €/t	Consumo 2015 (t)	Custos eficientes de descarga e armazenamento (1º porto) €	Custos eficientes de descarga e armazenamento (2º porto) €	Custos eficientes 2015 (s/ custos transporte terrestre) €	Custo real (s/ custo transporte terrestre) €	Custos não aceites €
Santa Maria	278,972							
São Miguel	278,972		41 356	2 227 736		13 764 884	14 690 961	-926 077
Terceira	278,972		34 962	1 598 727		11 352 176	13 302 970	-1 950 794
São Jorge	278,972							
Pico	278,972	332,911	5 706	279 555	295 199	2 474 226	2 564 413	-90 187
Faial	278,972	332,911	6 771	325 943	525 998	3 106 194	3 010 448	95 746
			<b>88 795</b>	<b>4 431 962</b>	<b>821 197</b>	<b>30 697 480</b>	<b>33 568 792</b>	<b>-2 871 312</b>

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 4-95.

**Quadro 4-95 - Custo com transporte do fuelóleo dentro das ilhas**

	2015		
	Quantidades ton	custo unitário €/ton	Total 10º EUR
Central Termoelétrica SMG	41 355,9	3,7	154
Central Termoelétrica TER	34 962,1	3,8	133
Central Termoelétrica PIC	5 705,6	5,9	34
Central Termoelétrica FAI	6 771,3	5,9	40
<b>Total</b>			<b>361</b>

O Quadro 4-96 apresenta o cálculo dos custos eficientes associados ao gasóleo e comparação com os custos reais.

**Quadro 4-96 - Determinação dos custos eficientes associados ao gasóleo e comparação com os custos reais**

	Custo Unitário (matéria prima + transporte + margem comercialização) €/kg/l	Consumo 2015 (kg/l)	Custos eficientes de descarga e armazenamento €	Custos eficientes 2015 (s/ custos transporte terrestre) €	Custo real (s/ custo transporte terrestre) €	Custos não aceites €
Santa Maria	0,501	4 674 456	295 800	2 637 266	2 616 115	21 150
São Miguel	0,501	451 547	5 822	232 005	278 028	-46 023
Terceira	0,501	1 760 168	69 645	951 325	1 027 942	-76 617
Graciosa	0,501	3 621 850	328 906	2 143 114	2 019 901	123 213
São Jorge	0,501	6 214 321	130 195	3 242 990	3 529 308	-286 318
Pico	0,501	3 245 683	120 789	1 746 573	1 924 706	-178 133
Faial	0,501	2 903 453	72 071	1 526 430	1 687 527	-161 097
Flores	0,501	2 066 258	128 759	1 163 762	1 208 976	-45 214
Corvo	0,501	464 803		232 823	279 166	-46 343
		<b>25 402 539</b>	<b>1 151 987</b>	<b>13 876 287</b>	<b>14 571 668</b>	<b>-695 381</b>

#### Licenças de CO<sub>2</sub>

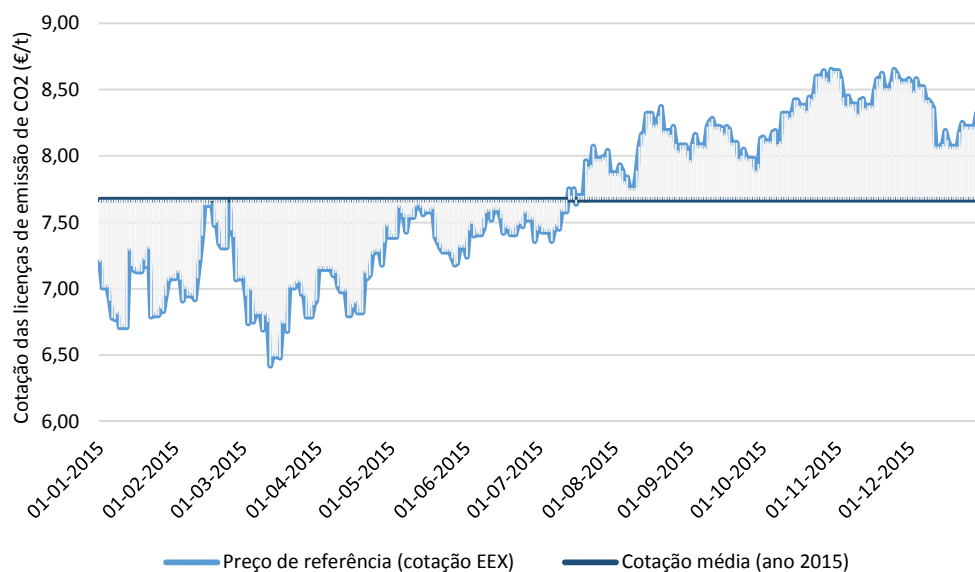
A ERSE estabeleceu na Diretiva n.º 2/2014 as atuais regras do mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, o qual se aplica às centrais geridas pela EDA - Electricidade dos Açores e EEM - Empresa de Electricidade da Madeira, respetivamente na Região Autónoma dos Açores (RAA) e na Região Autónoma da Madeira (RAM).

O desenho do mencionado incentivo procurou estimular a adesão das condições de gestão das licenças de CO<sub>2</sub> na RAA e na RAM às condições médias de funcionamento do mercado internacional de licenças de CO<sub>2</sub>, numa partilha simétrica de riscos entre as empresas e os consumidores. De seguida apresentam-se os resultados da aplicação do mecanismo aprovado pela Diretiva n.º 2/2014 ao exercício de 2015.

Relativamente ao mercado internacional de licenças de CO<sub>2</sub>, o valor médio das licenças de emissão, em 2015, foi de 7,67 €/ton CO<sub>2</sub>, obtido a partir de cotações em mercado secundário gerido pela European Energy Exchange (EEX).

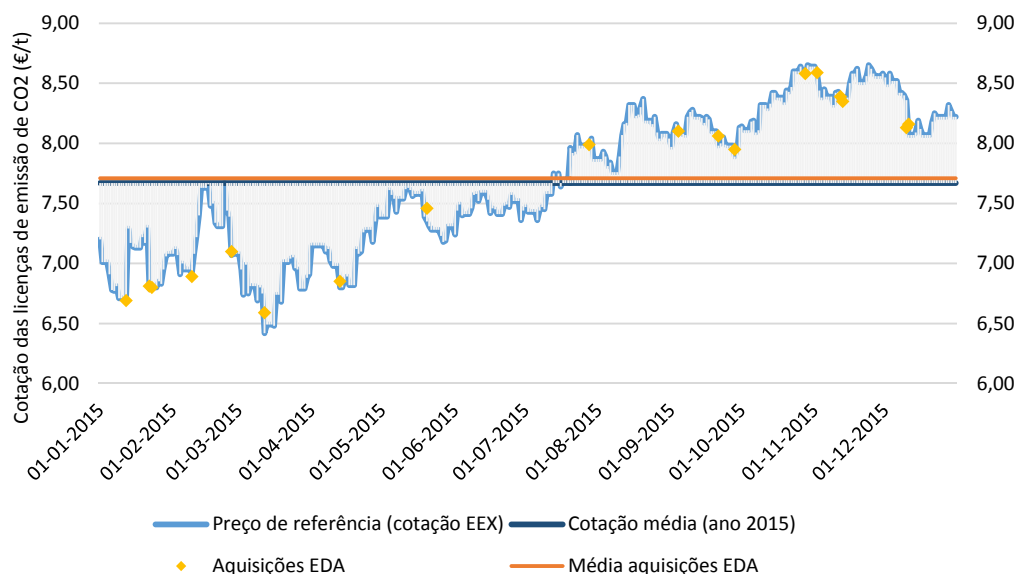


**Figura 4-28 - Cotação das licenças de CO<sub>2</sub> em mercado secundário (EEX) em 2015**



Em 2015, as emissões verificadas para o conjunto das centrais geridas pela EDA - Electricidade dos Açores (Caldeirão, Belo Jardim, Santa Bárbara e Pico) ascendeu a 302 335 toneladas de CO<sub>2</sub>. No conjunto do ano, a empresa adquiriu licenças de emissão de 378 000 toneladas de CO<sub>2</sub>, 43 115 toneladas das quais para responder ao défice verificado no ano anterior. As restantes licenças, relativas a 334 885 toneladas de CO<sub>2</sub>, permitiram um grau de cobertura das emissões de 2015 de 111%. O custo global das licenças adquiridas em 2015 orçou em cerca de 2,913 milhões de euros, com um custo médio de aquisição de 7,71 €/ton CO<sub>2</sub>.

**Figura 4-29 - Custos de transação de CO<sub>2</sub> na RAA**



O valor médio de aquisição das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> adquiridas pela EDA em 2015 é superior em 0,04 €/ton CO<sub>2</sub> à cotação média verificada em mercado secundário, pelo que o custo global de aquisição foi cerca de 15 mil euros superior ao custo de referência estimado para o global do ano.

O custo variável global de aquisição reportado pela EDA foi de 37,8 mil euros, o que corresponde a cerca de 0,10 €/ton CO<sub>2</sub>, muito acima do valor de referência de 0,006 €/ton CO<sub>2</sub>. A EDA reportou custos fixos de transação no montante de 24,5 mil euros, valor acima do máximo de 20 mil euros previsto no incentivo.

Em termos globais, o custo de aquisição reconhecido nos termos do mecanismo é, para 2015, de 2,319 milhões de euros (302 335 toneladas valorizadas a 7,67 €/ton CO<sub>2</sub>), a que acrescem 1 814 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 EDA a respeito da transação de licenças de CO<sub>2</sub>, para o ano de 2015 e no âmbito do mecanismo estabelecido com a Diretiva n.º 2/2014 da ERSE, é de 2 340 723,46 euros.

#### Ajustamento resultante da convergência tarifária nacional

O ajustamento resultante da convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores, calculado de acordo com o Artigo 151.º do Regulamento n.º 551/2014, 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 2015, este ajustamento foi de -110 milhares de euros.

**Quadro 4-97 - Cálculo do ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR
		2015
1	Proveitos obtidos pela EDA por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aos fornecimentos a clientes finais da RAA	114 565
2	Proveitos obtidos por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das tarifas de Energia, tarifa de UGS e tarifa de URT	88 989
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.	23 591
4	Proveitos obtidos pela aplicação a clientes finais da concessionária da RAA das tarifas de Comercialização	2 095
5	Custos com a Convergência Tarifária a recuperar pelas TVCF da RAA	0
<b>6=1-2-3-4-5</b>	<b>Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAA</b>	<b>-110</b>

Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar

O Quadro 4-98 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de AGS.

**Quadro 4-98 - Movimentos no ativo líquido a remunerar<sup>51</sup>**

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

	2015	Tarifas 2015	Desvio
	(1)	(2)	[(1) - (2)] / (2)
<b>Ativo Fixo Bruto</b>			
Saldo Inicial (1)	365 866	368 857	
Investimento Directo	3 883	1 991	
Transferência p/ exploração	3 827	6 775	
Reclassificações, alienações e abates	-4 879	-1 794	
Saldo Final (2)	368 697	375 830	-1,9%
<b>Amortização Acumulada</b>			
Saldo Inicial (3)	187 285	187 382	
Amortizações do Exercício	13 382	13 396	
Regularizações e abates	-1 920	-86	
Saldo Final (4)	198 747	200 692	-1,0%
<b>Comparticipações</b>			
Saldo inicial líquido (5)	13 648	13 648	
Comparticipações do ano	0	0	
Amortizações do ano	1 560	1 657	
Saldo Final (6)	12 088	11 990	0,8%
<b>Ativo líquido a remunerar</b>			
Valor de 2014 (7) = (1) - (3) - (5)	164 934	167 827	-1,7%
Valor de 2015 (8) = (2) - (4) - (6)	157 863	163 147	-3,2%
<b>Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2</b>	<b>161 398</b>	<b>165 487</b>	<b>-2,5%</b>

Na AGS, a variação do ativo a remunerar deve-se essencialmente ao facto do saldo final do ativo bruto, registado em 2015 ter sido inferior ao valor previsto em Tarifas de 2015. Este desvio decorre dum nível de investimento entrado em exploração mais baixo do que estava inicialmente previsto. Os principais investimentos de 2015 ocorreram na reabilitação das instalações e dos equipamentos das Centrais Termoelétricas do Caldeirão, em São Miguel e do Belo Jardim, na Terceira, bem como na ampliação da Central Termoelétrica do Corvo.

Taxa de remuneração

Refletindo a metodologia de indexação apresentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, o custo de capital varia com base na evolução da média das yields das Obrigações do Tesouro a 10 anos da República Portuguesa, 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 2015 foi de 6,40%. Tendo em conta a evolução das cotações médias diárias das Obrigações do

<sup>51</sup> As licenças de CO<sub>2</sub> não se encontram contabilizadas para efeitos de remuneração do ativo.

Tesouro da República Portuguesa a 10 anos, a taxa de remuneração final para esse ano corresponde a 5,99%.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2014, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2015, no montante de -2 165 mil euros foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2015.

### Tarifa Social

De acordo com o n.º 6 do artigo 104.º do Regulamento Tarifário em vigor, o ajustamento definitivo 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 2015 e o desconto efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em 2015. A este montante é retirado o valor do ajustamento provisório já considerado em tarifas de t-1 (ano 2016). O valor resultante é atualizado para 2017 através da aplicação da aplicação da Euribor a 12 meses verificada em 2015, acrescida de um *spread* de 0,5 pontos percentuais, e da Euribor a 12 meses verificada até 15 de novembro de 2016, acrescida de um *spread* de 0,75 pontos percentuais. O valor do ajustamento por aplicação da tarifa social é de -14 milhares de euros, conforme se pode analisar no quadro seguinte.

**Quadro 4-99 - Ajustamento da tarifa social**

		10 <sup>3</sup> EUR
		<b>2015</b>
A	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-2	1 629
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em t-2	98
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	1 530
D	Valor estimado para o ajustamento aos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, no ano t-1, por aplicação da tarifa social	1 554
E = D x (1 + it-1)	Valores provisórios relativos a t-2 considerados nas tarifas do ano t-1, atualizados para o ano t	1 566
$i_{t-2}$	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-2 + spread	0,668%
$i_{t-1}$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de t-1 + spread	0,721%
D = C x (1 + it-2) x (1 + it-1) - E	Ajustamento aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA no ano t-2, por aplicação da tarifa social	-14

## AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2016

### CAPEX

Os proveitos permitidos de 2017 da atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema, incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2016, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2016. O valor total a receber pela empresa, que decorre, do desvio registado ao nível das amortizações do ativo fixo, bem como, do acréscimo ao nível da taxa de remuneração dos ativos em 0,13 p.p., é de 1 435 milhares de euros. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2017 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 4-100.

**Quadro 4-100 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS**

		10 <sup>3</sup> EUR		
		Tarifas 2016	2016 em 2016	Tarifas 2017
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	10 177	11 380	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	155 741	155 984	
3	Taxa de remuneração do activo fixo	5,99%	6,13%	
A = 1 + 2 x 3	Custo com capital afeto à atividade de AGS	19 511	20 936	
B = A (2016 em 2016) - A (Tarifas 2016)	Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de AGS, referente ao ano t-1			1 425
$i_{t-10}$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de t-1 + spread			0,721%
C = (1 + $i_{t-10}$ ) x B	Ajustamento do custo com capital da atividade de AGS, referente ao ano t-1			1 435

### 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 2015 e o desconto efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em 2015. Este montante é atualizado para 2017 através da aplicação da aplicação da Euribor a 12 meses verificada até 15 de novembro de 2016, acrescida de um *spread* de 0,75 pontos percentuais. O valor do ajustamento por aplicação da tarifa social é de 572 milhares de euros, conforme se pode analisar no quadro seguinte.

### Quadro 4-101 - Ajustamento provisório da tarifa social

		10 <sup>3</sup> EUR
		<b>2016</b>
A	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-1	666
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em t-1	98
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	568
$i_{t-1}$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de t-1 + spread	0,721%
$D = (1 + i_{t-1}) \times C$	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	572

#### 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 4-102 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 4-102 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
		Tarifas 2016	Tarifas 2017	Variação (%)
		(1)	(2)	[(2) - (1)]/(1)
1	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos compartilhados	10 070	9 940	-1%
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	205 788	201 626	-2%
3	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	6,34	6,48	2%
4	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1	-1 684	-1 051	-38%
5	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos	12 841	12 975	1%
6	Rendas de concessão dos municípios em BT	0	4 734	-
7	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE relativos ao ano t-2	957	136	-86%
<b>A = 1+2*3/100 +4+5+6-7</b>	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica</b>	<b>33 323</b>	<b>39 519</b>	<b>19%</b>
8	Energia Distribuída (MWh)	714 028	735 667	3%
<b>B = (A+7)/8</b>	<b>Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)</b>	<b>48,01</b>	<b>53,90</b>	<b>12%</b>
1'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos compartilhados	4 754	4 778	0%
2'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	120 801	122 037	1%
3'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	6,34	6,48	
4'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	-1 034	-339	-67%
5' = 6'+7'*8'+9'*10'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	4 726	4 793	1%
6'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 353	2 358	0%
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)	265 641	280 192	5%
9'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição em MT (milhares de €/cliente)	1,5461	1,5492	
10'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	766	761	-1%
11'	Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	0,82	2,20	
12'	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	2,00	2,00	
13'	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	-23 940	-21 596	-10%
<b>C = 1'+2'*3'/100+4'+5'-13'</b>	<b>Proveitos Permitidos em MT</b>	<b>40 049</b>	<b>38 731</b>	<b>52%</b>
1"	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos compartilhados	5 315	5 162	-3%
2"	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	84 987	79 589	-6%
3"	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	6,34	6,48	
4"	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	-650	-712	10%
5" = 6"+7"*8"+9"*10"	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	8 115	8 183	1%
6"	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	4 041	4 049	0%
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)	448 387	455 474	2%
9"	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de €/cliente)	0,0167	0,0167	
10"	Indutor de custos BT (nº médio de clientes)	121 892	123 030	1%
11"	Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	0,82	2,20	
12"	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	2,00	2,00	
13"	Rendas de concessão dos municípios em BT	0	4 734	
14"	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	24 897	21 732	-13%
<b>D = 1"+2"*3"/100+4"+5"+13"-14"</b>	<b>Proveitos Permitidos em BT</b>	<b>-6 725</b>	<b>788</b>	<b>-112%</b>
<b>E = C+D</b>	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica</b>	<b>33 323</b>	<b>39 519</b>	<b>19%</b>



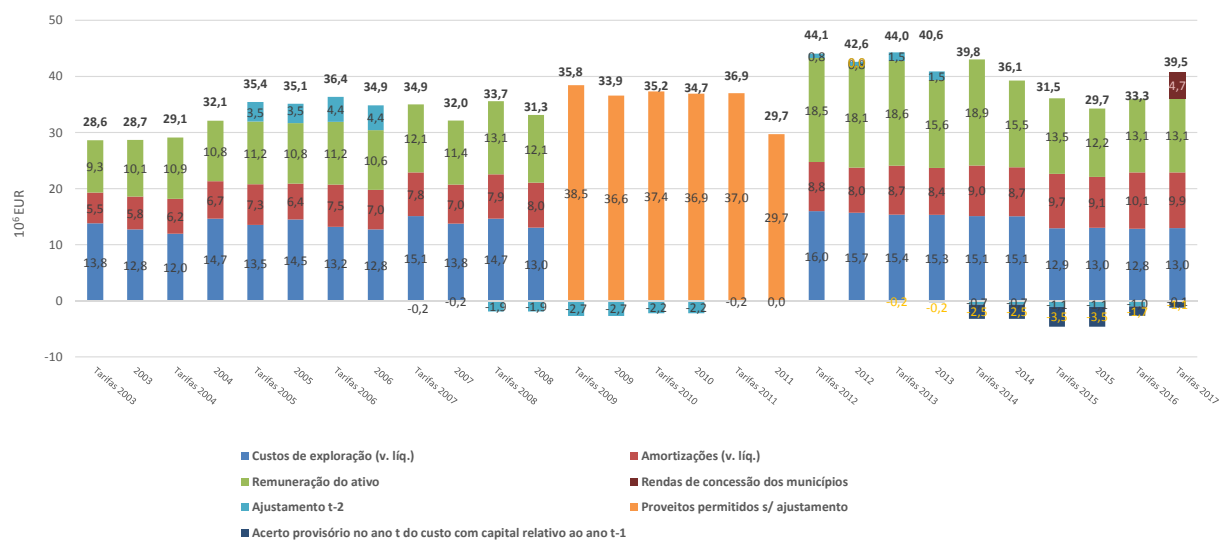
Destaca-se, a inclusão dos valores das rendas de concessão dos municípios em BT, no cumprimento do disposto na Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março. Prevê-se que em 2017 o valor das rendas na Região Autónoma dos Açores ascenda a 4,7 milhões de euros.

A Figura 4-30 evidencia a decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA, entre 2003 e 2017. 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 2017 apresentam um acréscimo de 19% relativamente às tarifas de 2016. Excluindo os ajustamentos de t-2 e de t-1, os proveitos permitidos apresentam um acréscimo de 13% relativamente ao ano anterior. A principal razão deste acréscimo resulta da já referida inclusão do valor previsto com as rendas de concessão dos municípios em BT.

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



O direito aos municípios das Regiões Autónomas receberem uma renda pela utilização dos bens do domínio público ou privado municipal encontra-se consagrado na Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para 2016 e que altera o artigo 44.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro. Esta contrapartida é devida pela concessionária ou pela entidade que explora a atividade de distribuição de eletricidade em baixa tensão nas Regiões Autónomas, e deve ser calculada e tratada de modo

equivalente ao previsto para os municípios localizados em Portugal continental. Este tema encontra-se desenvolvido no ponto 5.4

#### 4.5.2.2 AJUSTAMENTOS

##### **AJUSTAMENTOS DE 2015**

De acordo com o n.º 4 do artigo 105.º do Regulamento Tarifário em vigor, o ajustamento em 2017 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativos a 2015, é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2015 e os que resultam da aplicação da fórmula básica definida no n.1.º do artigo 105.º aos valores realmente verificados em 2015.

No Quadro 4-103 apresentam-se os parâmetros utilizados para o cálculo dos proveitos permitidos de 2015, bem como os parâmetros dos proveitos recalculados em 2015, por nível de tensão. O ajustamento de 2015 da atividade de DEE a repercutir nos proveitos permitidos de 2017 é de 136 mil euros<sup>52</sup> resultante de um ajustamento em MT de -21 596 milhares de euros e em BT de 21 732 milhares de euros.

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

- -6 115 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2015 por aplicação das tarifas no Continente no total de 23 591 milhares de euros (3 758 milhares de euros em MT (linha 4) e 19 833 milhares de euros em BT (linha 12)) e os proveitos a proporcionar em 2015, definidos em 2016, no total de 29 706 milhares de euros (25 292 milhares de euros em MT (linha 3) e 4 414 milhares de euros em BT (linha 11)).
- 7 921 milhares de euros (1 262 milhares de euros em MT (linha 5) e 6 660 mil euros em BT (linha 13)) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de DEE.
- -1 684 milhares de euros (-1 034 milhares de euros em MT (linha 9) e -650 milhares de euros em BT (linha 17)) relativos à anulação do acerto provisório do custo com capital considerado em t-1.

---

<sup>52</sup> Um ajustamento positivo significa um montante a pagar pela empresa.

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

		2015	Tarifas 2015	Diferença 2015 - Tarifas 2015	
		10 <sup>9</sup> EUR	10 <sup>9</sup> EUR	10 <sup>9</sup> EUR	%
a	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	9 085	9 711	-626	-6,4%
b	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	192 129	199 559	-7 430	-3,7%
c	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	6,34	6,75		
d	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1	-3 537	-3 537		
e	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos	13 012	12 942	70	0,5%
f	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	18	0	18	-
g	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE relativos ao ano t-2	1 059	1 059		
<b>1= a+b*c/100+d+e+f-g</b>	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica</b>	<b>29 706</b>	<b>31 527</b>	<b>-1 821</b>	<b>-5,8%</b>
g	Energia Distribuída (MWh)	720 152	706 810		
<b>2=1/g</b>	<b>Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)</b>	<b>42,72</b>	<b>46,10</b>	<b>-3</b>	<b>-7,3%</b>
$tx\ t-2$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-2 + spread	0,668%			
$tx\ t-1$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de t-1 + spread	0,721%			
a'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	4 331	4 541	-210	-4,6%
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	112 480	119 005	-6 525	-5,5%
c'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	6,34	6,75		
d'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	-2 189	-2 189		
e'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	4 837	4 763	74	1,6%
f'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 381	2 381		
g'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em MT (€/energia vendida)	0,00453	0,00453		
h'	Indutor de custos - energia fornecida MT (MWh)	278 926	263 054	15 873	6,0%
i'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição em MT (€/cliente)	1,5646	1,5646		
j'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	763	761	2	0,2%
k'	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	7	0	7	-
l'	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	-11 171	-11 171		
<b>3= a'+b'*c'/100+d'+e'+k'+l'</b>	<b>Proveitos Permitidos em MT</b>	<b>25 292</b>	<b>26 319</b>	<b>-1 027</b>	<b>-3,9%</b>
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	3 758			
5	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em MT	1 262			
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			
<b>7=4+5+6</b>	<b>Proveitos recuperados na atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT</b>	<b>5 019</b>			
<b>8= (7-3)*(1+tx...)*(1+tx...)</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT, relativos a t-2</b>	<b>-20 555</b>			
9	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1 em MT	-1 034			
<b>10=8+9*(1+tx...)</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT, relativos a t-2, com acerto provisório de CAPEX</b>	<b>-21 596</b>			
a''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	4 754	5 170	-416	-8,0%
b''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	79 649	80 554	-905	-1,1%
c''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	6,34	6,75		
d''	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	-1 348	-1 348		
e''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	8 175	8 179	-4	-0,1%
f''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	4 090	4 090		
g''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (€/energia vendida)	0,00461	0,00461		
h''	Indutor de custos - energia fornecida BT (MWh)	441 225	443 756	-2 531	-0,6%
i''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição em BT (€/cliente)	0,01687	0,01687		
j''	Indutor de custos BT (nº médio de clientes)	121 655	121 210	446	0,4%
k''	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	11	0	11	-
l''	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	12 230	12 230		
<b>11= a''+b''*c''/100+d''+e''+k''+l''</b>	<b>Proveitos Permitidos em BT</b>	<b>4 414</b>	<b>5 208</b>	<b>-794</b>	<b>-15,2%</b>
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	19 833			
13	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em BT	6 660			
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			
<b>15=12+13+14</b>	<b>Proveitos recuperados na atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT</b>	<b>26 493</b>			
<b>16= (15-11)*(1+tx...)*(1+tx...)</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, relativos a t-2, com acerto provisório de CAPEX</b>	<b>22 387</b>			
17	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1, em BT	-650			
<b>18=16+17*(1+tx...)</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, relativos a t-2, com acerto provisório de CAPEX</b>	<b>21 732</b>			
<b>19=10+18</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativos a t-2</b>	<b>136</b>			

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 2015, relativamente ao valor previstos em tarifas de 2015, deve-se essencialmente à redução ocorrida ao nível do CAPEX, como resultado da redução da taxa de remuneração em 0,41 p.p., do valor médio dos ativos a remunerar em 3,7% e das amortizações em 6,4%.

#### Energia elétrica entregue pelas redes de distribuição

Em 2015, a taxa de crescimento da procura de eletricidade na RAA cresceu cerca de 0,5% relativamente a 2014.

O Quadro 4-104 apresenta o desvio nas quantidades entregues pelas redes de MT e de BT, relativamente ao previsto nas tarifas de 2014, que se situaram em 6,0% e em -0,6%, respetivamente.

**Quadro 4-104 - Energia entregue pelas redes da distribuição**

Unidade: MWh

	Real 2015	Tarifas 2015	Diferença 2015 - Tarifas 2015	
Redes de MT	278 926	263 054	15 873	6,0%
Redes de BT	441 225	443 756	-2 531	-0,6%
<b>Total</b>	<b>720 152</b>	<b>706 810</b>	<b>13 341</b>	<b>1,9%</b>

Número médio de clientes

O Quadro 4-105 apresenta o número médio de clientes, considerado no cálculo de tarifas para 2015 e o verificado, tanto em MT como em BT.

**Quadro 4-105 - Número médio de clientes**

	Real 2015	Tarifas 2015	Diferença 2015 - Tarifas 2015	
Clientes MT	763	761	2	0,2%
Clientes BT	121 655	121 210	446	0,4%
<b>Total</b>	<b>122 418</b>	<b>121 971</b>	<b>447</b>	<b>0,4%</b>

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

Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar

O Quadro 4-106 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de DEE.

**Quadro 4-106 - Movimentos no ativo líquido a remunerar**

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

	2015 (1)	Tarifas 2015 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)	
<b>Ativo Fixo Bruto</b>				
<b>Saldo Inicial (1)</b>	<b>403 090</b>	<b>410 549</b>		
Investimento Directo	1 679	1 935		
Transferências para Exploração	11 080	17 347		
Reclassificações, alienações e abates	-140	-142		
<b>Saldo Final (2)</b>	<b>415 709</b>	<b>429 689</b>	<b>-3,3%</b>	
<b>Amortização Acumulada</b>				
<b>Saldo Inicial (3)</b>	<b>163 975</b>	<b>163 892</b>		
Amortizações do Exercício	12 319	12 646		
Regularizações	-268	65		
<b>Saldo Final (4)</b>	<b>176 026</b>	<b>176 603</b>	<b>-0,3%</b>	
<b>Comparticipações</b>				
<b>Saldo inicial líquido (5)</b>	<b>48 073</b>	<b>50 830</b>		
Comparticipações do ano	1 628	2 334		
Amortização do ano	3 234	3 370		
Regularizações				
<b>Saldo Final (6)</b>	<b>46 467</b>	<b>49 794</b>	<b>-6,7%</b>	
<b>Ativo líquido a remunerar</b>				
Valor de 2014	(7) = (1) - (3) - (5)	191 042	195 827	-2,4%
Valor de 2015	(8) = (2) - (4) - (6)	193 217	203 292	-5,0%
<b>Ativo líquido médio</b>	<b>(9) = [(7) + (8)]/2</b>	<b>192 129</b>	<b>199 559</b>	<b>-3,7%</b>

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 e por um menor volume de investimento transferido para exploração.

Taxa de remuneração

Refletindo a metodologia de indexação apresentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, o custo de capital varia com base na evolução da média das *yields* das Obrigações do Tesouro a 10 anos da República Portuguesa, 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 2015 foi de 6,75%. Tendo em conta a evolução das cotações médias diárias das Obrigações do Tesouro da República Portuguesa a 10 anos, a taxa de remuneração final para esse ano corresponde a 6,34%.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2014, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2015, no montante de -3 537 mil euros (-2 189 mil euros em MT e -1 348 mil euros em BT), foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2015.

#### AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2016

Os proveitos permitidos de 2017 da atividade de Distribuição de Energia Elétrica incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2016, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2016. O valor total a devolver ao sistema, de 1 051 milhares de euros, decorre, sobretudo, da redução do valor médio dos ativos a remunerar, uma vez que as taxas de remuneração foram superiores em cerca de 0,13 p.p.. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2017 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1<sup>53</sup> é o que se apresenta no Quadro 4-107.

**Quadro 4-107 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE**

Ajustamento DEE MT				10 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2016	2016 em 2016	Tarifas 2017	
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	4 754	4 562		
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	120 801	116 103		
3	Taxa de remuneração do ativo fixo	6,34%	6,48%		
A = 1 + 2 x 3		12 417	12 081		
B = A (2016 em 2016) - A (Tarifas 2016)				Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de DEE MT, referente ao ano t-1	-336
$i_{t-10}$				taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de t-1 + spread	0,721%
C = (1 + $i_{t-10}$ ) x B				Ajustamento do custo com capital da atividade de DEE MT, referente ao ano t-1	-339
Ajustamento DEE BT				10 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2016	2016 em 2016	Tarifas 2017	
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	5 315	4 893		
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	84 987	78 845		
3	Taxa de remuneração do ativo fixo	6,34%	6,48%		
A = 1 + 2 x 3		10 706	9 999		
B = A (2016 em 2016) - A (Tarifas 2016)				Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de DEE BT, referente ao ano t-1	-707
$i_{t-10}$				taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de t-1 + spread	0,721%
C = (1 + $i_{t-10}$ ) x B				Ajustamento do custo com capital da atividade de DEE BT, referente ao ano t-1	-712

#### 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.

<sup>53</sup> 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 4-108 são apresentados os valores considerados para o cálculo.



**Quadro 4-108 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA**

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

		Tarifas 2016 (1)	Tarifas 2017 (2)	Varição (%) [(2) - (1)]/(1)
1	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	347	471	36%
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	3 141	4 191	33%
3	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	6,34	6,48	
4	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização relativo ao ano t-1	-61	56	
5	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	6 312	6 257	-1%
6	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-258	20	
<b>A = 1+2*3/100 +4+5-6</b>	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica</b>	<b>7 055</b>	<b>7 036</b>	<b>0%</b>
7	Energia Fornecida (MWh)	714 028	735 667	3%
<b>B = (A+6)/7</b>	<b>Proveitos permitidos por unidade fornecida (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)</b>	<b>9,52</b>	<b>9,59</b>	<b>1%</b>
1'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	20	41	102%
2'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	209	355	70%
3'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	6,34	6,48	
4'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em MT relativo ao ano t-1	-7	16	
5' = 6'+7''-8'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	289	284	-2%
6'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT	144	142	-1%
7'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em MT (milhares de €/cliente)	0,18901	0,18655	
8'	Indutor de custos (nº médio de clientes)	766	761	-1%
9'	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-300	974	
<b>C = 1'+2'+3'/100+4' +5'-9'</b>	<b>Proveitos Permitidos em MT</b>	<b>615</b>	<b>-610</b>	<b>-199%</b>
1''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	326	430	32%
2''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	2 932	3 836	31%
3''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	6,34	6,48	
4''	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em BT relativo ao ano t-1	-55	41	
5'' = 6''+7'''-8''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	6 024	5 973	-1%
6''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT	3 003	2 964	-1%
7''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em BT (milhares de €/cliente)	0,02478	0,02445	
8''	Indutor de custos (nº médio de clientes)	121 892	123 030	1%
9''	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	42	-954	
<b>D = 1''+2''+3''/100 +4''+5''-9''</b>	<b>Proveitos Permitidos em BT</b>	<b>6 440</b>	<b>7 646</b>	<b>19%</b>
<b>E = C+D</b>	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica</b>	<b>7 055</b>	<b>7 036</b>	<b>0%</b>

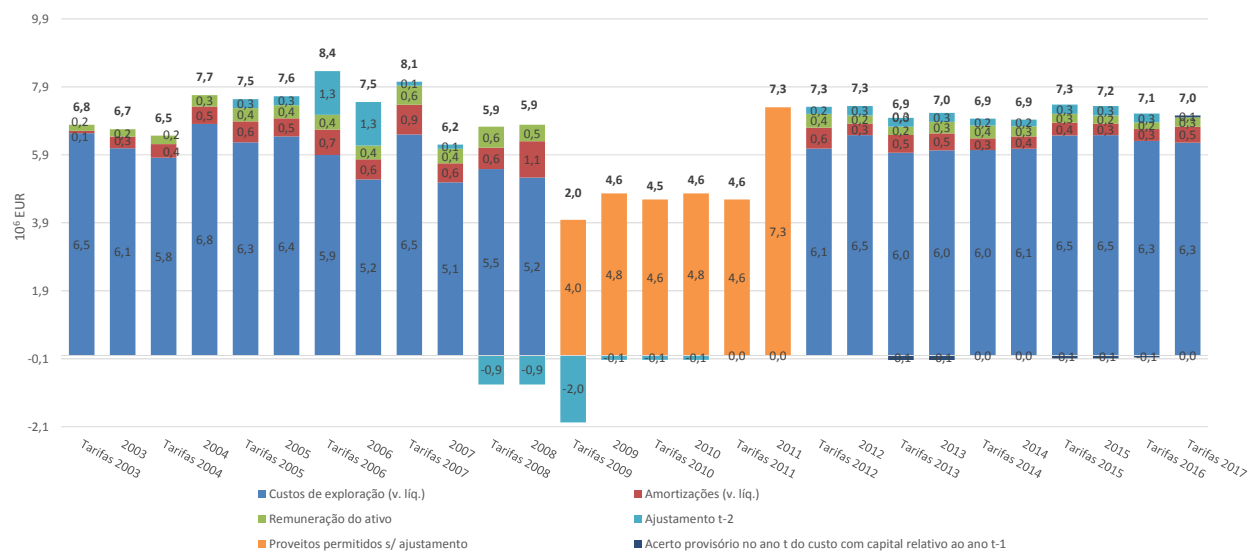
Os proveitos permitidos propostos pela ERSE, para as tarifas de 2017, apresentam um decréscimo na ordem dos 0,3% relativamente ao valor de tarifas de 2016. Excluindo os ajustamentos de t-2 e de t-1, os proveitos permitidos apresentam um acréscimo de 2,1%.

A Figura 4-32 demonstra a decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA entre 2003 e 2017. Entre 2009 e 2011, os valores são apresentados em duas parcelas:

- Ajustamentos de t-2;

- 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 2015

De acordo com o n.º 4 do artigo 106.º do Regulamento Tarifário em vigor, o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2015 e os que resultam da aplicação da fórmula básica definida no n.1.º do artigo 106.º aos valores realmente verificados em 2015.

O Quadro 4-109 apresenta o ajustamento dos proveitos da atividade de CEE em 2015, apurado por nível de tensão. Em MT, é apurado um ajustamento de 974 milhares de euros e em BT de -954 milhares de euros, perfazendo um ajustamento de 20 milhares de euros<sup>54</sup> na atividade de CEE. No quadro são comparados os valores verificados em 2015 com os valores estimados em 2014 no cálculo das tarifas de 2015, por nível de tensão.

<sup>54</sup> Um ajustamento positivo significa um montante a devolver pela empresa.

**Quadro 4-109 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica**

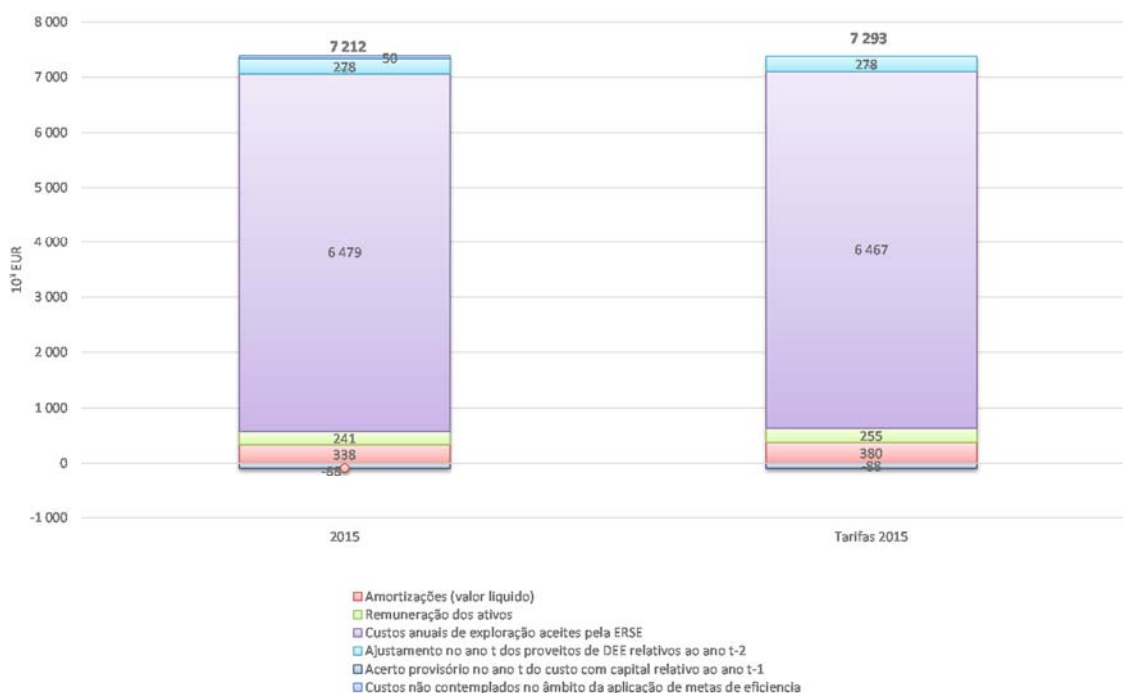
		2015	Tarifas 2015	Diferença	
		10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	%
a	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	338	380	-42	-11,0%
b	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	3 800	3 780	20	0,5%
c	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	6,34	6,75		
d	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização relativo ao ano t-1	-88	-88		
e	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	6 479	6 467	12	0,2%
f	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	50	0	50	-
g	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-278	-278		
-	Correção extraordinária do ajustamento de 2013	87			
<b>1= a+b*c/100 +d+e+f+g</b>	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica</b>	<b>7 212</b>	<b>7 293</b>	<b>-81</b>	<b>-1%</b>
tx t-2	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-2 + spread	0,668%			
tx t-1	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de t-1 + spread	0,721%			
g	Energia Fomecida (MWh)	720 152	706 810		
<b>2=1/g</b>	<b>Proveitos permitidos por unidade fornecida (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)</b>	<b>9,628</b>	<b>9,925</b>		
a'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	28	22	6	27,1%
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	213	229	-16	-7,1%
c'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	6,34	6,75		
d'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em MT relativo ao ano t-1	-106	-106		
e'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	296	296	0	0,1%
f	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	148	148		
g'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em MT (milhares de EUR/cliente)	0,194214	0,194214		
h'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	763	761	2	0,2%
i'	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	19	0	19	-
j'	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-65	-65		
k'	Correção extraordinária do ajustamento de 2013	87			
<b>3= a'+b'*c'/100 +d'+e'+f'+g'+h'+i'+j'+k'</b>	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT</b>	<b>229</b>	<b>292</b>	<b>-63</b>	<b>-22%</b>
4	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA em MT	344			
5	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em MT	852			
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			
<b>7=4+5+6</b>	<b>Proveitos recuperados na atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT</b>	<b>1 196</b>			
<b>8= (7-3)*(1+tx...)*(1+tx...)</b>	<b>Ajustamento em 2015 dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, relativos a 2013</b>	<b>980</b>			
9	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de CEE relativo ao ano t-1, em MT	-7			
<b>10=8+9*(1+tx...)</b>	<b>Ajustamento em 2015 dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, relativos a 2013, com acerto provisório de CAPEX</b>	<b>974</b>			
a''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	310	358	-48	-13,3%
b''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	3 587	3 551	36	1,0%
c''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	6,34	6,75		
d''	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em BT relativo ao ano t-1	18	18		
e''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	6 183	6 172	11	0,2%
f''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT	3 086	3 086		
g''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em BT (€/cliente)	0,02546	0,02546		
h''	Indutor de custos (nº médio de clientes)	121 655	121 210	446	0,4%
i''	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	31	0	31	-
j''	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-212	-212		
<b>11= a''+b''*c''/100 +d''+e''+f''+g''+h''+i''+j''</b>	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT</b>	<b>6 982</b>	<b>7 000</b>	<b>-18</b>	<b>-0,3%</b>
12	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA em BT	1 751			
13	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em BT	4 345			
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			
<b>15 =12+13+14</b>	<b>Proveitos recuperados na atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT</b>	<b>6 096</b>	<b>7 293</b>		
<b>16= (15-11)*(1+tx...)*(1+tx...)</b>	<b>Ajustamento em 2014 dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, relativos a 2013</b>	<b>-899</b>			
17	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de CEE relativo ao ano t-1, em BT	-55			
<b>18=16+17*(1+tx...)</b>	<b>Ajustamento em 2015 dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, relativos a 2013, com acerto provisório de CAPEX</b>	<b>-954</b>			
<b>19=10+18</b>	<b>Ajustamento em 2015 dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, relativos a 2013</b>	<b>20</b>			

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

- -5 117 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2015 por aplicação das tarifas no Continente no total de 2 095 milhares de euros (344 mil euros em MT (linha 4) e 1 751 milhares de euros em BT (linha 12)) e os proveitos a proporcionar em 2015, definidos em 2016 no total de 7 212 milhares de euros (229 mil euros em MT (linha 3) e 6 982 milhares de euros em BT (linha 11)).
- 5 197 milhares de euros (852 milhares de euros em MT (linha 5) e 4 345 milhares de euros em BT (linha 13)) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de CEE.
- -61 mil euros (-7 mil euros em MT (linha 9) e -55 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**



Número médio de clientes

O Quadro 4-110 apresenta o número médio de clientes da EDA considerado em 2014 para cálculo das tarifas de 2015 e o número ocorrido em 2015.

**Quadro 4-110 - Número médio de clientes**

	Real 2015	Tarifas 2015	Diferença 2015 - Tarifas 2015	
Cientes MT	763	761	2	0,2%
Cientes BT	121 655	121 210	446	0,4%
<b>Total</b>	<b>122 418</b>	<b>121 971</b>	<b>447</b>	<b>0,4%</b>

Taxa de remuneração

Refletindo a metodologia de indexação apresentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, o custo de capital varia com base na evolução da média das yields das Obrigações do Tesouro a 10 anos da República Portuguesa, 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 2015 foi de 6,75%. Tendo em conta a evolução das cotações médias diárias das Obrigações do Tesouro da República Portuguesa a 10 anos, a taxa de remuneração final para esse ano corresponde a 6,34%.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2014, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2015, no montante de -88 mil euros (-106 mil euros em MT e 18 mil euros em BT), foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2015.

**AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2016**

Os proveitos permitidos de 2017 da atividade de Comercialização de Energia Elétrica incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2016, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2016. O valor total a receber pela empresa, que decorre, da revisão em alta das taxas de remuneração em cerca de 0,13 p.p., e do acréscimo ocorrido ao nível dos ativos a remunerar, é de 56 milhares de euros. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2017 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1<sup>55</sup> é o que se apresenta no Quadro 4-111.

<sup>55</sup> Um desvio negativo significa um valor a devolver ao sistema.

**Quadro 4-111 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE**

Ajustamento CEE MT				10 <sup>3</sup> EUR
		Tarifas 2016	2016 em 2016	Tarifas 2017
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	20	29	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	209	309	
3	Taxa de remuneração do ativo fixo	6,34%	6,48%	
A = 1 + 2 x 3		34	49	
B = A (2016 em 2016) - A (Tarifas 2016)				16
	$i_{t-10}$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de t-1 + spread		0,721%
C = (1 + $i_{t-10}$ ) x B				16

Ajustamento CEE BT				10 <sup>3</sup> EUR
		Tarifas 2016	2016 em 2016	Tarifas 2017
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	326	320	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	2 932	3 594	
3	Taxa de remuneração do ativo fixo	6,34%	6,48%	
A = 1 + 2 x 3		512	553	
B = A (2016 em 2013) - A (Tarifas 2016)				40
	$i_{t-10}$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de t-1 + spread		0,721%
C = (1 + $i_{t-10}$ ) x B				41

**4.5.4 PROVEITOS PERMITIDOS À EDA PARA 2017**

No Quadro 4-112 encontram-se sintetizados os proveitos permitidos para 2017 para cada uma das atividades reguladas da concessionária do transporte e distribuição na RAA.

**Quadro 4-112 - Proveitos permitidos à EDA para 2017**

	Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
	Tarifas 2016	Tarifas 2017	T2017 / T2016
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	111 376	97 284	-12,7%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	33 323	39 519	18,6%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 055	7 036	-0,3%
<b>Proveitos permitidos da EDA</b>	<b>151 755</b>	<b>143 839</b>	<b>-5,2%</b>

Verifica-se um decréscimo dos proveitos permitidos na ordem dos 5,2%. A atividade que contribuiu mais para esta evolução foi a atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, com um decréscimo de 12,7%. O acréscimo previsto ao nível da atividade de Distribuição de Energia Elétrica deve-se à inclusão em tarifas de 2017 do valor das rendas de concessão dos municípios em BT.

Não considerando os ajustamentos definitivos de 2015 e provisórios de 2016, observa-se um acréscimo dos proveitos em 1,7%.

**Quadro 4-113 - Proveitos permitidos à EDA, para 2017, excluindo ajustamentos de t-2 e de t-1**

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

	Tarifas 2016	Tarifas 2017	T2017 /T2016
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	114 132	111 905	-2,0%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	35 965	40 707	13,2%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	6 858	6 999	2,1%
<b>Proveitos permitidos da EDA</b>	<b>156 955</b>	<b>159 611</b>	<b>1,7%</b>

#### 4.5.5 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

No Quadro 4-114 apresenta-se o sobrecusto por atividade da concessionária do transporte e distribuição na RAA.

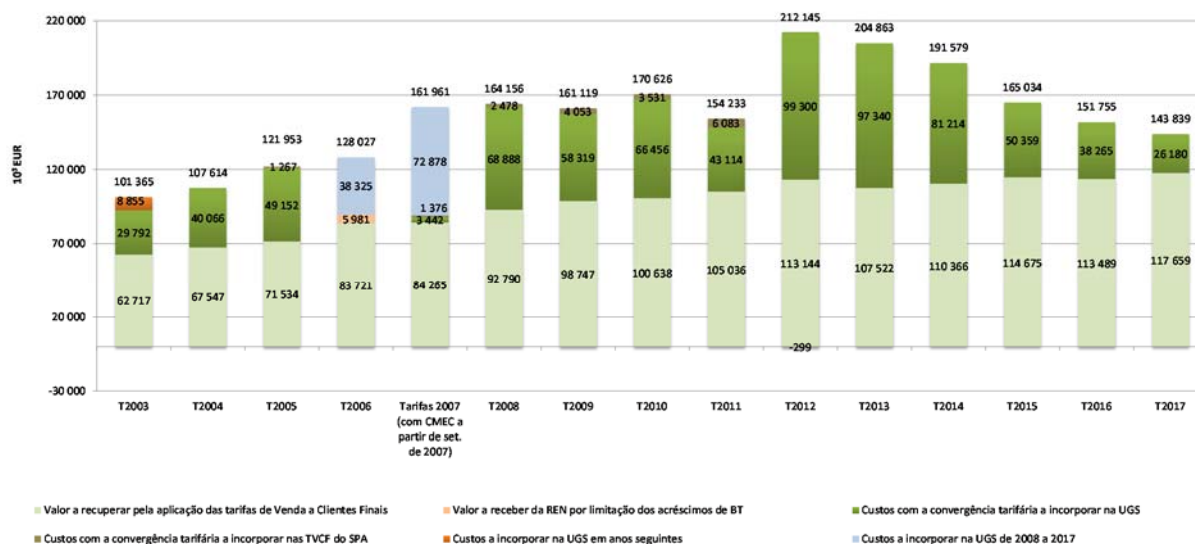
**Quadro 4-114 - Custo com a convergência tarifária da RAA**

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

		Tarifas 2016	Tarifas 2017
<b>A=1-2-3</b>	<b>Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema na RAA</b>	<b>24 711</b>	<b>7 350</b>
1	Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	111 376	97 284
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	86 666	89 935
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>B=4-5-6</b>	<b>Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica na RAA</b>	<b>8 981</b>	<b>14 314</b>
4	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	33 323	39 519
5	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA	24 342	25 205
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
<b>C=7-8-9</b>	<b>Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica na RAA</b>	<b>4 573</b>	<b>4 517</b>
7	Proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 055	7 036
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	2 482	2 519
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
<b>D</b>	<b>Custo da Convergência Tarifária a incorporar na UGS</b>	<b>38 265</b>	<b>26 180</b>

A Figura 4-34 apresenta a decomposição dos proveitos permitidos da EDA de 2003 a 2017.

**Figura 4-34 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EDA de 2003 a 2017**



Observa-se que o valor dos custos com a convergência tarifária incluído nas tarifas de 2017 é o mais baixo desde que a ERSE alargou as suas competências de regulação à Região Autónoma dos Açores. Esta evolução reflete, em parte, o impacto da diminuição dos preços do petróleo e dos seus derivados nos custos com aquisição dos combustíveis da Região Autónoma dos Açores, que não tem um reflexo da mesma natureza e da mesma intensidade nos custos de energia elétrica do Continente.

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 12 279 milhares de euros, a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema em 2017 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 2017

O Quadro 4-115 apresenta os proveitos a proporcionar por atividade na Região Autónoma dos Açores para Tarifas 2017.



**Quadro 4-115 - Proveitos permitidos em 2015 e ajustamentos em 2017, na RAA**

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

	Proveitos a proporcionar em 2015, definidos em 2014 (Tarifas 2015)	Proveitos recuperados em 2015, por aplicação das tarifas do Continente	Convergência Tarifária de 2015	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 2015, definidos em 2017	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	Ajustamento a repercutir em 2017 (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 2017
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8) = [(2)+(3)+(4)-(5)-(6)+(7)] x (1+i+spread)	(9)	(10) = (8) + (9)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	124 953	88 989	37 241	0	0	109 425	-110	16 927	-872	16 056
Distribuição de Energia Elétrica	31 527	23 591	7 921	0		29 706		1 832	-1 696	136
Comercialização de Energia Elétrica	7 293	2 095	5 197	0		7 212		82	-62	20
<b>Proveitos permitidos à EDA</b>	<b>163 772</b>	<b>114 675</b>	<b>50 359</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>146 342</b>	<b>-110</b>	<b>18 841</b>	<b>-2 629</b>	<b>16 212</b>

Tendo em conta que, os proveitos recuperados (164 924 milhares de euros) durante 2015 pela EDA, são superiores ao previsto (163 772 milhares de euros) em cerca de 0,7%, e que os proveitos permitidos aceites pela ERSE para 2015 (146 342 milhares de euros) são cerca de 10,6% inferiores aos calculados para Tarifas 2015, o desvio de 2015 atinge os 18 841 milhares de euros. A este montante é deduzido o acerto provisório no CAPEX efetuado em Tarifas 2015 (-2 629 milhares de euros).

O ajustamento a pagar pela EDA em 2017 relativamente ao ano de 2015 atualizado para 2017 será de 16 212<sup>56</sup> 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 OPEX<sup>57</sup>, 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**

Refletindo a metodologia de indexação apresentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, o custo de capital varia com base na evolução da média das *yields* das Obrigações do Tesouro a 10 anos da República Portuguesa. Deste modo as taxas de remuneração finais para 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.

---

<sup>56</sup> Um ajustamento positivo significa valor a pagar pela empresa.

<sup>57</sup> *Operational expenditures*.

#### 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 2017 foi considerado o valor de 12 541 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 COMBUSTÍVEIS**

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.

No decorrer do último período regulatório (2012-2014) determinadas ocorrências obrigaram à revisão do mecanismo, nomeadamente no que se refere ao processo de aquisição de fuelóleo na RAM:

- A duração do contrato de fornecimento do fuelóleo consumido pela EEM – Empresa de Eletricidade da Madeira (EEM) terminou a 31 de dezembro de 2013, período após o qual o contrato poderia ser renovado;
- Introdução, em 2014, de gás natural na Madeira para a produção de eletricidade.

Refira-se, também, que a ERSE ao impor metas de eficiência apenas aos custos com a aquisição de fuelóleo, poderá estar a dar um sinal errado no que se refere à escolha das melhores formas de utilização de combustíveis por parte das RA. Neste contexto, surgiu a necessidade de proceder não só à atualização do estudo anterior, no que se refere ao processo de aquisição de fuelóleo, como também alargar o seu âmbito aos restantes combustíveis consumidos nas Regiões Autónomas, nomeadamente à aquisição do gasóleo e do gás natural.

A ERSE definiu os valores para 2015 com base na análise efetuada à versão final do estudo “*Study on Reference Costs and Setting Efficiency Targets in the fuel purchase activity*”, publicado em novembro de 2016.

O Quadro 4-116 apresenta os valores aceites para a EEM com a aquisição de fuelóleo, em 2017.

**Quadro 4-116 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo para tarifas de 2017**

	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) EUR/t	Consumo 2017 (t)	Custo fixo por entrega (EUR)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos previstos eficientes 2017 EUR
<b>Madeira</b>	239,646	53 258		224 583	12 987 671
<b>Porto Santo</b>	229,356	6 940	252 000		1 843 734
		<b>60 198</b>	<b>252 000</b>	<b>224 583</b>	<b>14 831 405</b>

O Quadro 4-117 apresenta os valores aceites para a EEM com a aquisição de gasóleo, em 2017.

**Quadro 4-117 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo para tarifas de 2017**

	Custo Unitário (preço Europa + biodiesel + transporte + margem comercialização) EUR/l	Consumo 2017 (l)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos previstos eficientes 2017 EUR
Madeira	0,463	944 513	27 598	464 496
Porto Santo	0,463	1 807 862	9 729	845 980
		<b>2 752 375</b>	<b>37 327</b>	<b>1 310 476</b>

O Quadro 4-118 apresenta os valores aceites para a EEM com a aquisição de gás natural, em 2017.

**Quadro 4-118 - Determinação do preço de gás natural implícito no cálculo para tarifas de 2017**

	Custo unitário EUR/MWh térmico	Consumo 2017 (t/kl / MWh térmico)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos previstos eficientes 2017 EUR
Madeira	30,62	400 868	1 081 581	13 358 027

Os custos com gasóleo e gás natural são somados na rubrica de Outros Custos com Combustíveis e Lubrificantes, onde se incluem, entre outros, os custos com óleo e biofuel. Tal como referido, os custos aceites com a aquisição de gasóleo e de gás natural tiveram por base custos eficientes, 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 4-119 - Custos aceites com outros combustíveis e lubrificantes em 2017**

	Custo médio unitário	Quantidades	Custo total anual (EUR)
Óleo Eur/kl	1 528,14	545,12	833 022
Biofuel Eur/kl	560,53	8,30	4 653
Amónia Eur/t	-	-	-
<b>Outros custos com combustíveis e lubrificantes</b>			<b>837 674</b>

### **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 para 2017 aceitou o valor de 1 966 milhares de euros com custos de operação e manutenção dos equipamentos produtivos afetos à atividade de AGS.

### **OUTROS CUSTOS NÃO CONTEMPLADOS NO ÂMBITO DA APLICAÇÃO DE METAS DE EFICIÊNCIA - LICENÇAS DE CO<sub>2</sub>**

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 CO<sub>2</sub> passam a ser elegíveis para cálculo dos proveitos permitidos.

Deste modo, e tendo em conta que (i) a EEM prevê adquirir 269 347 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 2017 de 5,51 EUR/t, foi aceite para o cálculo dos proveitos permitidos o montante de 1 484 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 110.º do Regulamento Tarifário em vigor. O Quadro 4-120 apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2017, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2016.

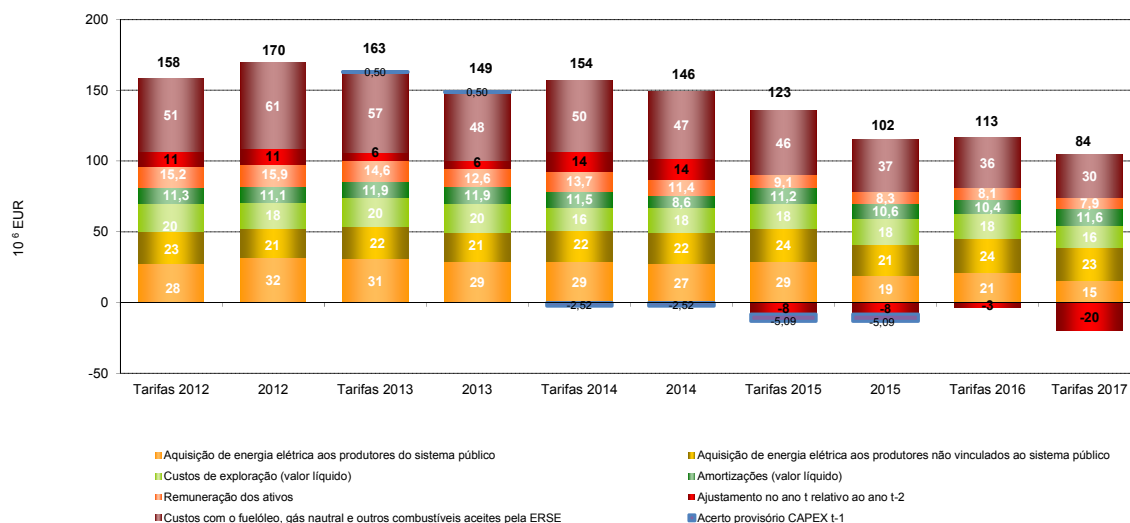
**Quadro 4-120 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
		Tarifas 2016	Tarifas 2017	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
a	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos activos participados	10 369	11 590	11,8%
b	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e participações	135 554	128 893	-4,9%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (%)	5,99%	6,13%	0,13 p.p.
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-1 104	-465	-57,9%
e	Custos com a aquisição de energia elétrica aos produtores do sistema público da RAM	21 328	15 474	-27,4%
f	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados ao sistema público da RAM	23 796	23 232	-2,4%
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	12 517	12 541	0,2%
h	Custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, aceites pela ERSE	3 265	1 966	-39,8%
i	Custos com o fuelóleo aceites pela ERSE	19 141	14 831	-22,5%
j	Outros custos com combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com fuelóleo, previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE	16 494	15 506	-6,0%
k	Custos previstos para o ano t, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	1 857	1 484	-20,1%
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	3 246	19 902	-
<b>1 = a + b * c + d + e + f + g + h + i + j + k + l - m</b>	<b>Proveitos Permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema</b>	<b>112 541</b>	<b>84 154</b>	<b>-25,2%</b>
2	Emissão para a rede (MWh)	878 222	876 481	-0,2%
<b>3 = (1 + m) / 2</b>	<b>Proveitos permitidos por unidade emitida para a rede (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)</b>	<b>131,84</b>	<b>118,72</b>	<b>-10,0%</b>
	<b>Desconto previsto com a aplicação da Tarifa Social</b>	<b>-873</b>	<b>-2 007</b>	

Pela análise do Quadro 4-120, verifica-se que o nível dos proveitos permitidos para 2017 regista um decréscimo, de cerca de 25%, face ao nível dos valores aceites nas tarifas para 2016. Excluindo os ajustamentos relativos a t-2, os proveitos permitidos unitários para 2016 apresentam um decréscimo na ordem dos 10%. Esta diminuição decorre, principalmente, da evolução do custo unitário de aquisição de energia de origem térmica resultante da queda do preço do petróleo nos mercados internacionais.

A figura infra apresenta, para os anos de 2012 a 2017, os proveitos permitidos aceites para tarifas e os proveitos reais aceites de 2012 a 2015. A comparação entre o valor do ano de 2015 aceite pela ERSE e o valor das tarifas de 2015 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 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 2017 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 51% do total dos proveitos permitidos de 2017 (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 2015

O ajustamento da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS) é calculado de acordo com o n.º 7 do artigo 110.º do Regulamento Tarifário em vigor.

O Quadro 4-121 apresenta as variáveis para o cálculo do ajustamento dos proveitos da atividade de AGS relativos ao ano de 2015, a repercutir em 2017.

São igualmente apresentados nas secções seguintes, os parâmetros usados para o cálculo dos proveitos permitidos da atividade de AGS para 2015.



O desvio de 2015 é decomposto pelas seguintes parcelas:

- -3 474 milhares de euros (linha 3), resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2015 por aplicação das tarifas no Continente (98 186 milhares de euros) (linha 2) e os proveitos a proporcionar em 2015, definidos em 2016 (101 659 milhares de euros) (linha1).
- +23 629 milhares de euros (linha 4) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de AGS.
- 570 mil euros (linha 6) referentes ao ajustamento resultante da convergência tarifária nacional.
- -1 112 milhares de euros (linha 10) relativos à anulação do acerto provisório do custo com capital considerado em t-1, acrescido de juros.

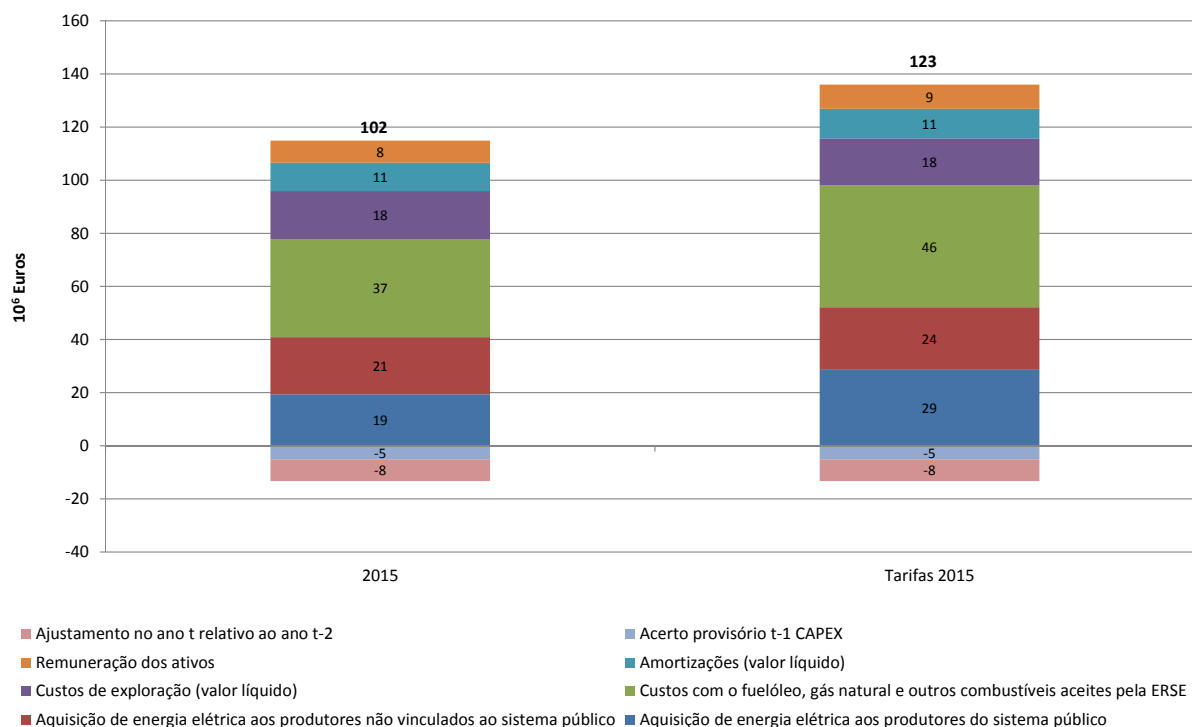
#### Quadro 4-121 - Cálculo do ajustamento na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema

		2015	Tarifas 2015	Diferença 2015 - Tarifas 2015	
		10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	%
a	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos ativos participados	10 634	11 187	-553	-4,9%
b	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e participações	138 865	142 737	-3 872	-2,7%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (%)	5,99%	6,40%	-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	-5 089	0	
e	Custos com a aquisição de energia elétrica ao SPM	19 428	28 660	-9 232	-32,2%
f	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica ao SIM	21 456	23 538	-2 082	-8,8%
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	12 666	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	3 395	3 500	-105	-3,0%
j	Custos com o fuelóleo aceites pela ERSE	18 761	26 672	-7 911	-29,7%
k	Outros custos com combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com fuelóleo, previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE	18 028	19 134	-1 105	-5,8%
l	Custos estimados para o ano t, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	2 195	1 509	686	45,4%
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	8 137	8 137	0	0,0%
<b>1 = a + b*c + d + e + f + g + h + i + j + k + l + m - n</b>	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema</b>	<b>101 659</b>	<b>122 774</b>	<b>-21 115</b>	<b>-17,2%</b>
<b>2</b>	<b>Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente</b>	<b>98 186</b>			
<b>3 = 2 - 1</b>	Diferença entre Proveitos recuperados e Proveitos permitidos	-3 474			
<b>4</b>	Compensação relativa ao sobrecusto de AGS	23 629			
<b>5</b>	Custo da convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM	0			
<b>6</b>	Ajustamento resultante da convergência tarifária nacional	570			
<b>7</b>	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária t-2 + spread	0,668%			
<b>8</b>	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	0,721%			
<b>9 = [ 3 + 4 + 5 + 6 ] * [1+(7)/100] * [1+(8)/100]</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativo a t-2</b>	<b>21 014</b>			
<b>10</b>	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1, acrescido de juros	-1 112			
<b>11 = 9 + 10</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativo a t-2</b>	<b>19 902</b>			

Na figura infra é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS, comparando os proveitos previstos em tarifas com os valores ocorridos. A rubrica com maior peso no total dos

proveitos permitidos, tanto em 2015 como em Tarifas de 2015, são os custos com o fuelóleo, gás natural e outros combustíveis aceites pela ERSE, seguida dos custos com aquisição de energia. Estas são igualmente as principais rubricas onde se verificaram maiores desvios.

**Figura 4-36 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS**



### Custos com a aquisição de energia elétrica ao SPM

No Quadro 4-122 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 2015.

**Quadro 4-122 - Custos com a Aquisição de Energia Elétrica aos outros produtores do SPM**

	2015	Tarifas 2015	Desvio (2015-Tarifas 2015)	
			Valor	%
Aquisição de Energia Elétrica ao SPM	192 922	192 000	922	0,5%
Preço Médio (€/MWh)	100,7	149,3	-49	-32,5%
<b>Custo Total (10<sup>3</sup> EUR)</b>	<b>19 428</b>	<b>28 660</b>	<b>-9 232</b>	<b>-32,2%</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 2015 com os aceites para tarifas para 2015.

**Quadro 4-123 - Custos Permitidos com a Aquisição de Energia Elétrica ao SIM**

	2015	Tarifas 2015	Desvio (2015-Tarifas 2015)	
			Valor	%
Aquisição de Energia Elétrica ao SIM (MWh)	153 070	158 426	-5 356	-3,4%
Preço Médio (€/MWh)	140,2	148,6	-8	-5,7%
<b>Custo Total (10<sup>3</sup> EUR)</b>	<b>21 456</b>	<b>23 538</b>	<b>-2 082</b>	<b>-8,8%</b>

Assistiu-se a um ligeiro decréscimo dos custos com a aquisição de energia elétrica ao SIM, explicado pela diminuição, de cerca de 6%, 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 4-124 é analisada a aquisição de energia elétrica desagregando-a por tipo de produção em regime especial, comparando os valores verificados em 2015 com os valores das tarifas para 2015.

**Quadro 4-124 - Aquisição de Energia Elétrica ao SIM**

	2015					Tarifas 2015					Variação 2015/Tarifas 2015		
	MWh			10 <sup>3</sup> EUR	€/MWh	MWh			10 <sup>3</sup> EUR	€/MWh	MWh	10 <sup>3</sup> EUR	€/MWh
	Madeira	Porto Santo	EEM			Madeira	Porto Santo	EEM					
Total de aquisições ao SIM	148 638	4 431	153 070	21 456	140,2	154 138	4 288	158 426	23 538	148,6	-3,4%	-8,6%	-5,7%
Térmica													
Fuel													
Gasóleo	4 391	0	4 391	481	109,6	4 406	0	4 406	492	111,7	-0,3%	-2,3%	-1,9%
Hídrica	75 009	1 081	76 090	6 547	86,0	82 411	660	83 071	7 354	88,5	-8,4%	-11,0%	-2,8%
Edólica													
Geotérmica													
Outros	69 238	3 350	72 588	14 428	198,8	67 320	3 628	70 948	15 692	221,2	2,3%	-8,1%	-10,1%
RSU	38 851	0	38 851	3 313	85,3	37 714	0	37 714	4 073	108,0	3,0%	-18,7%	-21,0%
Fotovoltaica	25 141	2 866	27 947	9 250	331,0	24 902	3 088	27 989	9 493	339,2	-0,2%	-2,6%	-2,4%
Microprodução	5 246	545	5 791	1 865	322,1	4 704	540	5 244	2 126	405,3	10,4%	-12,3%	-20,5%

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 os valores aceites pela ERSE.

**Quadro 4-125 - Comparação entre os custos com os combustíveis em 2015 previstos e ocorridos**

	Custo total (10 <sup>3</sup> EUR)					
	Aceite ERSE	Previsto tarifas	Verificado	Variação		
	(1)	(2)	(3)	[(1) - (3)] / (3)	[(1) - (2)] / (2)	[(3) - (2)] / (2)
Fuelóleo	18 761	26 672	19 711	-4,8%	-29,7%	-26,1%
Gasóleo	1 456	1 752	1 592	-8,6%	-16,9%	-9,1%
Óleo + Amónia + Biofuel	948	812	948	0,0%	16,7%	16,7%
Gás Natural	15 624	16 569	16 256	-3,9%	-5,7%	-1,9%
<b>Total</b>	<b>36 790</b>	<b>45 805</b>	<b>38 508</b>	<b>-4,5%</b>	<b>-19,7%</b>	<b>-15,9%</b>

Observa-se que, em 2015, os custos com os combustíveis, aceites pela ERSE, foram inferiores aos previstos nas Tarifas 2015 em 19,7%. No ajustamento de 2015 foi aplicada a nova metodologia de custos de referência para a aquisição de combustíveis (fuelóleo e gasóleo), resultante das conclusões retiradas do estudo “Study on Reference Costs and Setting Efficiency Targets in the fuel purchase activity”, de 2016.

### Custos de referência para a aquisição de fuelóleo, gasóleo e gás natural 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. Acresce, igualmente, que o mix de produção desta região Autónoma alterou-se significativamente desde então, com a entrada em funcionamento dos grupos dual-fuel que se encontram na Nave III da CTV.

Em 2015, foi iniciado o processo de realização de 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. O estudo, “*Study on Reference Costs and Setting Efficiency Targets in the fuel purchase activity*”, foi concluído em novembro do corrente ano. Com base no estudo, a ERSE determinou os novos custos de referência a aplicar no período regulatório 2015-2017, para os vários tipos de combustíveis consumidos nas Regiões Autónomas. Os ajustamentos a esses custos, referentes ao ano de 2015, a integrar no cálculo dos proveitos permitidos de 2017, já incorporam os resultados do novo estudo, tal como havia sido referido nos documentos de proveitos dos anos anteriores.

O Quadro 4-126 apresenta os valores com fuelóleo aceites para a EEM no ajustamento aos custos de 2015.

**Quadro 4-126 - Determinação dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais de 2015**

	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) EUR/t	Consumo 2015 (t)	Custo fixo por entrega (EUR)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos eficientes 2015 EUR	Custo real EUR	Custos não aceites EUR
Madeira	283,602	58 362		235 583	16 787 178	17 586 813	-799 635
Porto Santo	273,312	6 301	252 000		1 974 140	2 124 402	-150 261
		64 663	252 000	235 583	18 761 318	19 711 214	-949 896

O Quadro 4-127 apresenta os valores com gasóleo aceites para a EEM no ajustamento aos custos de 2015.

**Quadro 4-127 - Determinação dos custos eficientes associados ao gasóleo e comparação com os custos reais de 2015**

	Custo Unitário (preço Europa + biodiesel + transporte + margem comercialização) EUR/l	Consumo 2015 (l)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos eficientes 2015 EUR	Custo real EUR	Custos não aceites EUR
Madeira	0,500	996 798	28 403	527 131	594 320	-67 189
Porto Santo	0,500	1 836 107	9 729	928 388	998 060	-69 672
		2 832 905	38 132	1 455 519	1 592 380	-136 861

O Quadro 4-128 apresenta os valores com gás natural aceites para a EEM no ajustamento aos custos de 2015.

**Quadro 4-128 - Determinação dos custos eficientes associados ao gás natural e comparação com os custos reais de 2015**

	Custo unitário EUR/MWh térmico	Consumo 2015 (t/kl / MWh térmico)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos eficientes 2015 EUR	Custo real EUR/MWh térmico	Custos não aceites EUR
Madeira	36,47	398 234	1 101 998	15 624 398	16 255 815	-631 417

Licenças de CO<sub>2</sub>

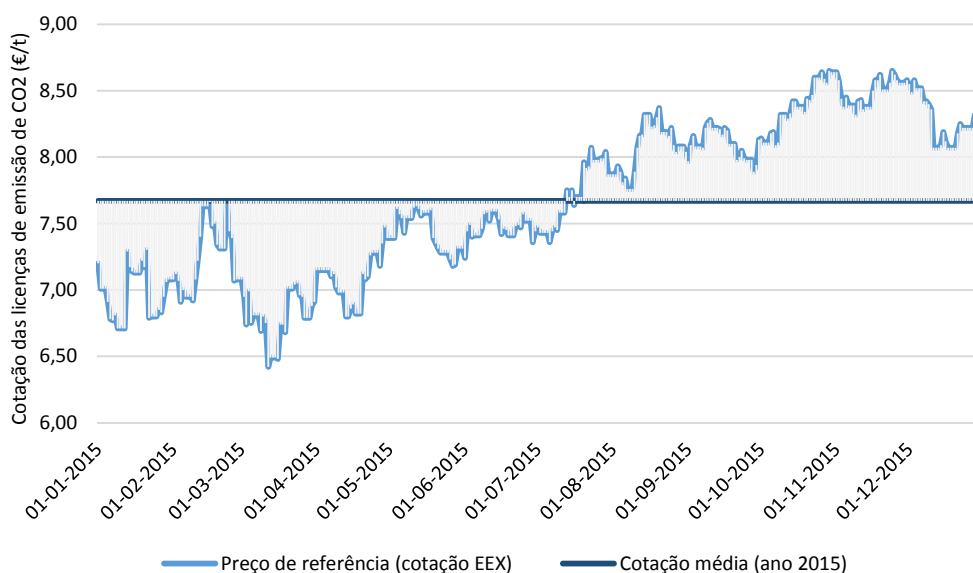
A ERSE estabeleceu na Diretiva n.º 2/2014 as atuais regras do mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, o qual se aplica às centrais geridas pela EDA - Electricidade dos Açores e

EEM - Empresa de Electricidade da Madeira, respetivamente na Região Autónoma dos Açores (RAA) e na Região Autónoma da Madeira (RAM).

O desenho do mencionado incentivo procurou estimular a adesão das condições de gestão das licenças de CO<sub>2</sub> na RAA e na RAM às condições médias de funcionamento do mercado internacional de licenças de CO<sub>2</sub>, numa partilha simétrica de riscos entre as empresas e os consumidores. De seguida apresentam-se os resultados da aplicação do mecanismo aprovado pela Diretiva n.º 2/2014 ao exercício de 2015.

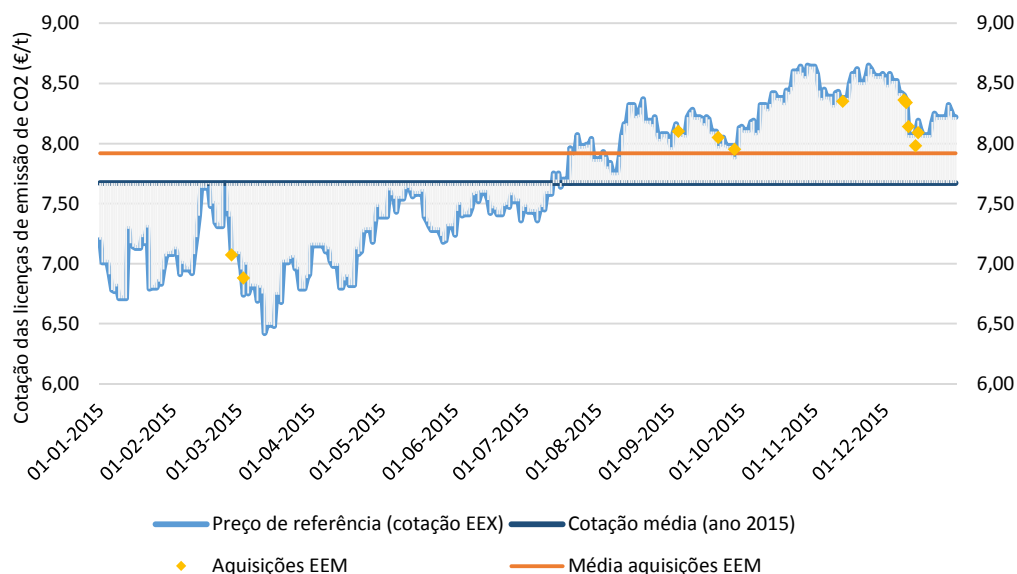
Relativamente ao mercado internacional de licenças de CO<sub>2</sub>, o valor médio das licenças de emissão, em 2015, foi de 7,67 €/ton CO<sub>2</sub>, obtido a partir de cotações em mercado secundário gerido pela European Energy Exchange (EEX).

**Figura 4-37 - Cotação das licenças de CO<sub>2</sub> em mercado secundário em 2015 (EEX)**



Em 2015, as emissões verificadas para o conjunto das centrais geridas pela EEM - Empresa de Electricidade da Madeira (Vitória e Porto Santo) correspondeu a 283 315 toneladas de CO<sub>2</sub>. No conjunto do ano, a empresa adquiriu licenças correspondentes a 285 mil toneladas de CO<sub>2</sub>, o que significou um grau de cobertura das emissões de 101%. O custo global das licenças adquiridas no ano orçou em 2,256 milhões de euros, com um custo médio de aquisição de 7,92 €/ton CO<sub>2</sub>.

**Figura 4-38 - Custos de aquisição de licenças de emissão de CO<sub>2</sub> na RAM, 2015**



O valor médio de aquisição das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> adquiridas pela EEM em 2015 foi superior à cotação média em mercado secundário em 0,25 €/ton CO<sub>2</sub>. Nesse sentido, o custo global de aquisição foi cerca de 71 mil euros superior ao custo de referência estimado para o global do ano.

Os custos fixos de transação reportados pela EEM para a negociação efetuada em 2015 foi de 25 000 euros, superior ao valor máximo previsto no incentivo (20 mil euros). O custo variável global de aquisição reportado pela EEM foi de 28,5 mil euros, o que corresponde a 0,10 €/ton CO<sub>2</sub>, muito acima do valor de referência de 0,006 €/ton CO<sub>2</sub>.

Em termos globais, para a RAM, o custo de aquisição reconhecido nos termos do mecanismo é, para 2015, de 2,173 milhões de euros (283,3 mil toneladas valorizadas a 7,67 €/ton CO<sub>2</sub>), a que acrescem 1 700 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 CO<sub>2</sub>, para o ano de 2015 e no âmbito do mecanismo estabelecido com a Diretiva n.º 2/2014 da ERSE, é de 2 194 725,94 euros.

#### Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar

O quadro infra apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de AGS.



**Quadro 4-129 - Movimentos no ativo líquido a remunerar**

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

	2015	Tarifas 2015	Desvio
	(1)	(2)	[(1) - (2)] / (2)
<b>Investimento a custos técnicos</b>	5 599	37 962	-85,3%
<b>Ativo Fixo Bruto</b>			
Saldo Inicial (1)	437 888	439 569	
Investimento Direto	419	8 222	
Transferências para Exploração	1 316	2 339	
Reclassificações, alienações e abates	0	0	
<b>Saldo Final (2)</b>	<b>439 623</b>	<b>450 130</b>	<b>-2,3%</b>
<b>Amortização Acumulada</b>			
Saldo Inicial (3)	280 571	280 717	
Amortizações do Exercício	12 432	13 344	
Regularizações	0	0	
<b>Saldo Final (4)</b>	<b>293 002</b>	<b>294 061</b>	<b>-0,4%</b>
<b>Comparticipações</b>			
Saldo inicial líquido (5)	14 003	14 003	
Comparticipações do ano	0	3 600	
Amortização do ano	1 798	2 158	
<b>Saldo Final (6)</b>	<b>12 205</b>	<b>15 445</b>	<b>-21,0%</b>
<b>Ativo líquido a remunerar</b>			
Valor de 2013 (7) = (1) - (3) - (5)	143 315	144 849	-1,1%
Valor de 2014 (8) = (2) - (4) - (6)	134 416	140 624	-4,4%
<b>Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2</b>	<b>138 865</b>	<b>142 737</b>	<b>-2,7%</b>

O desvio verificado entre o investimento previsto em tarifas e o efetivamente realizado em 2015, à semelhança do sucedido em 2014, decorreu da reavaliação por parte da EEM dos seus planos de investimento.

Taxa de remuneração

Refletindo a metodologia de indexação apresentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, o custo de capital varia com base na evolução da média das *yields* das Obrigações do Tesouro a 10 anos da República Portuguesa. Deste modo a taxas de remuneração final para a aplicar à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão Global do Sistema é de 5,99.

### Tarifa Social

De acordo com o n.º 6 do artigo 112.º do Regulamento Tarifário em vigor, o ajustamento definitivo 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. A este montante é retirado o valor do ajustamento provisório já considerado em tarifas de t-1 (ano 2016).

O valor resultante é atualizado para 2017 através da aplicação da aplicação da Euribor a 12 meses verificada em 2015, acrescida de um *spread* de 0,5 pontos percentuais e da Euribor a 12 meses verificada até 15 de novembro de 2016, acrescida de um *spread* de 0,75 pontos percentuais. O valor do ajustamento por aplicação da tarifa social é de 4 mil euros, conforme se pode analisar no quadro seguinte.

#### Quadro 4-130 – Ajustamento da tarifa social

		10 <sup>3</sup> EUR
		<b>2015</b>
A	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-2	2 158
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAM em t-2	196
C = A - B	Ajustamento sem juros aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM no ano t-2, por aplicação da tarifa social	1 962
D	Valor estimado para o ajustamento aos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, no ano t-1, por aplicação da tarifa social atualizado para t-2	1 985
$i_{t,2}$	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-2 + <i>spread</i>	0,668%
$i_{t,1}$	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + <i>spread</i>	0,721%
$E = C \times (1 + i_{t,2}) \times (1 + i_{t,1}) - [D \times (1 + i_{t,1})]$	Ajustamento aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM no ano t-2, por aplicação da tarifa social	4

### AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2016

#### CAPEX

Os proveitos permitidos de 2017 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2016, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2016. O valor total a devolver ao sistema decorre do decréscimo verificado ao nível do valor médio dos ativos fixos. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2017 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 4-131.

**Quadro 4-131 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS**

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

AGS		Ajust t-1 para considerar em proveitos		
		Tarifas 2016	2016 em 2016	Tarifas 2017
1	Amortização dos ativos fixos	10 369	9 969	
2	Valor médio dos ativos fixos	135 554	131 613	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	5,99%	6,13%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à AGS	18 493	18 032	
B=A (T2016) - A (2016 em 2016)	Ajustamento sem juros			-461
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			0,721%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			-465

**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 2016 e o desconto previsto conceder pela concessionária do transporte e distribuição da RAM em 2016. Este montante é atualizado para 2017 através da aplicação da aplicação da EURIBOR a 12 meses verificada até 15 de novembro de 2016, acrescida de um *spread* de 0,75 pontos percentuais.

O valor do ajustamento por aplicação da tarifa social é de 6 mil euros, conforme se pode analisar no quadro seguinte.

**Quadro 4-132 - Ajustamento provisório da tarifa social**

10<sup>3</sup> EUR

		<b>2016</b>
A	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-1	873
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAM em t-1	867
C = A - B	Ajustamento sem juros aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM no ano t-1, por aplicação da tarifa social	6
$i_{t-1}$	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + <i>spread</i>	0,721%
$D = (1 + i_{t-1}) \times C$	Ajustamento aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM no ano t-1, por aplicação da tarifa social	6

**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 2017, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2016.

**Quadro 4-133 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM**

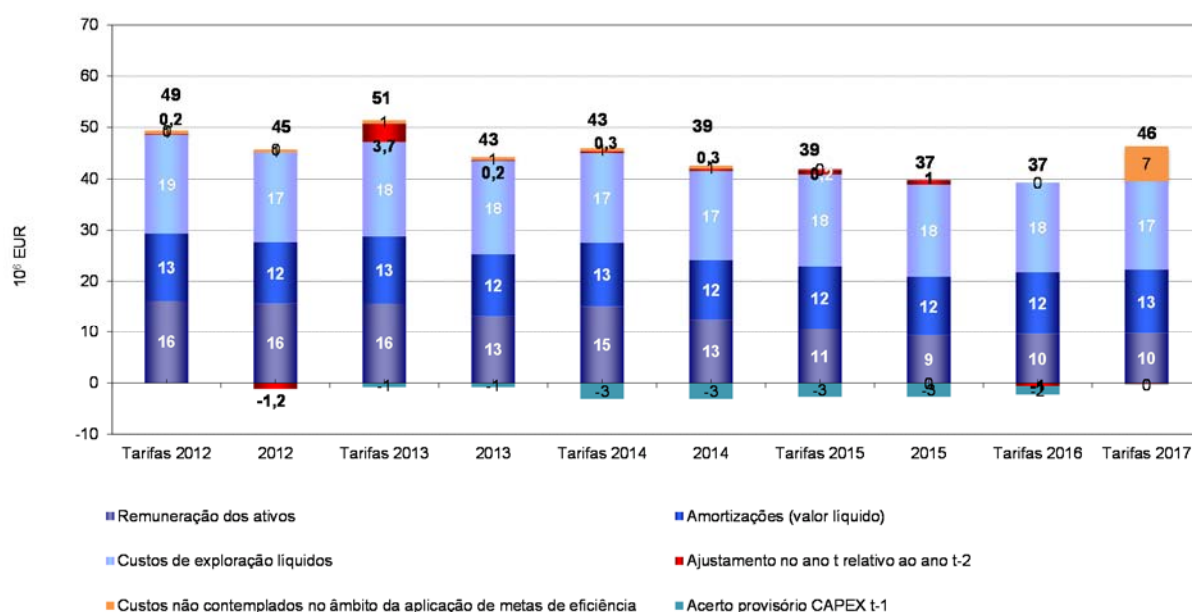
		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
		Tarifas 2016	Tarifas 2017	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
<b>1</b>	<b>Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT [(a) + (b) x (c) + (d)]</b>	<b>13 158</b>	<b>14 623</b>	<b>11,1%</b>
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos participados	7 736	7 968	3,0%
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações	104 619	104 297	-0,3%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	6,34%	6,48%	0,13 p.p.
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	-1 214	-100	-91,8%
<b>2</b>	<b>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)]</b>	<b>4 719</b>	<b>4 699</b>	<b>-0,4%</b>
e	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 348	2 306	-1,8%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 370	2 393	1,0%
f	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT (10 <sup>3</sup> EUR/kWh)	0,006041	0,005932	-1,8%
g	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão MT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	197 577	208 263	5,4%
h	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT (10 <sup>3</sup> EUR/cliente)	3,87916	3,80922	-1,8%
i	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	303	304	0,2%
<b>3</b>	<b>Rendas de concessão dos municípios em MT</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>
<b>4</b>	<b>Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2</b>	<b>3 746</b>	<b>1 721</b>	<b>-54,1%</b>
<b>5 = 1 + 2 + 3 - 4</b>	<b>Proveitos Permitidos em MT</b>	<b>14 130</b>	<b>17 601</b>	<b>24,6%</b>
<b>6</b>	<b>Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT [(j) + (k) x (l) + (m)]</b>	<b>7 051</b>	<b>7 627</b>	<b>8,2%</b>
j	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados	4 505	4 676	3,8%
k	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações	46 372	45 814	-1,2%
l	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	6,34%	6,48%	0,13 p.p.
m	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	-396	-16	-96,0%
<b>7</b>	<b>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)]</b>	<b>12 795</b>	<b>12 504</b>	<b>-2,3%</b>
n	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 370	6 255	-1,8%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 425	6 249	-2,7%
o	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (10 <sup>3</sup> EUR/kWh)	0,005350	0,005254	-1,8%
p	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão BT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	605 817	593 924	-2,0%
q	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (10 <sup>3</sup> EUR/cliente)	0,023372	0,022951	-1,8%
r	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	136 238	136 330	0,1%
<b>8</b>	<b>Rendas de concessão dos municípios em BT</b>	<b>0</b>	<b>6 720</b>	<b>-</b>
<b>9</b>	<b>Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2</b>	<b>-3 096</b>	<b>-1 527</b>	<b>-50,7%</b>
<b>10 = 6 + 7 + 8 - 9</b>	<b>Proveitos Permitidos em BT</b>	<b>22 942</b>	<b>28 378</b>	<b>23,7%</b>
<b>11 = 5 + 10</b>	<b>Proveitos Permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica</b>	<b>37 072</b>	<b>45 978</b>	<b>24,0%</b>
12	Energia Distribuída (MWh)	803 393	802 187	-0,2%
<b>13 = (11 + 4 + 9) / 12</b>	<b>Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)</b>	<b>47,0</b>	<b>57,6</b>	<b>22,6%</b>

A análise do quadro evidencia um acréscimo do nível dos proveitos permitidos de 2017 face aos valores aceites das tarifas para 2016, de 24%. Excluindo o ajustamento relativo a t-2, o nível dos proveitos permitidos unitários para igual período apresenta um aumento de cerca de 23%.

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 2017, aceites pela ERSE, para cálculo de tarifas e de ajustamentos. A comparação entre o valor do ano de 2015 aceite pela ERSE e o valor das tarifas de 2015 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**



Prevê-se que, tal como nos anos anteriores, as principais rubricas de custo em 2017 continuarão a dizer respeito ao custo com capital (remuneração do ativo adicionado dos custos com as amortizações) e aos custos de exploração. Registe-se, contudo, que o aumento dos proveitos permitidos desta atividade dever-se-á ao pagamento das rendas de concessão previsto para 2017.

O direito aos municípios das Regiões Autónomas receberem uma renda pela utilização dos bens do domínio público ou privado municipal encontra-se consagrado na Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para 2016 e que altera o artigo 44.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro. Esta contrapartida é devida pela concessionária ou pela entidade que explora a atividade de distribuição de eletricidade em baixa tensão nas Regiões Autónomas, e deve ser calculada e tratada de modo equivalente ao previsto para os municípios localizados em Portugal continental. Este tema encontra-se desenvolvido no ponto 5.4.

#### 4.6.2.2 AJUSTAMENTOS

##### **AJUSTAMENTO DE 2015**

O ajustamento da atividade de Distribuição de Energia Elétrica é calculado de acordo com o n.º 4 do artigo 113.º do Regulamento Tarifário em vigor.

No Quadro 4-134 apresentam-se os parâmetros utilizados para o cálculo dos proveitos permitidos de 2015, bem como os parâmetros dos proveitos recalculados em 2015, por nível de tensão. O ajustamento de 2015 da atividade de DEE a repercutir nos proveitos permitidos de 2017 é de 194 mil euros<sup>58</sup> resultante de um ajustamento em MT de +1 721 milhares de euros e em BT de -1 527 mil euros.

O desvio de 2015 é decomposto pelas seguintes parcelas:

- -8 553 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2015 por aplicação das tarifas no Continente no total de 28 546 milhares de euros (2 506 milhares de euros em MT (linha 6) e 26 040 milhares de euros em BT (linha 19)) e os proveitos a proporcionar em 2015, definidos em 2016, no total de 37 099 milhares de euros (16 378 milhares de euros em MT (linha 5) e 20 722 milhares de euros em BT (linha 18)).
- +10 344 milhares de euros (16 775 milhares de euros em MT (linha 7) e -6 431 milhares de euros em BT (linha 20)) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de DEE.
- -1 622 mil euros (-1 223 mil euros em MT (linha 12) e -399 mil euros em BT (linha 25)) relativos à anulação do acerto provisório do custo com capital considerado em t-1, acrescido de juros.

---

<sup>58</sup> Um ajustamento positivo significa um montante a devolver pela empresa.

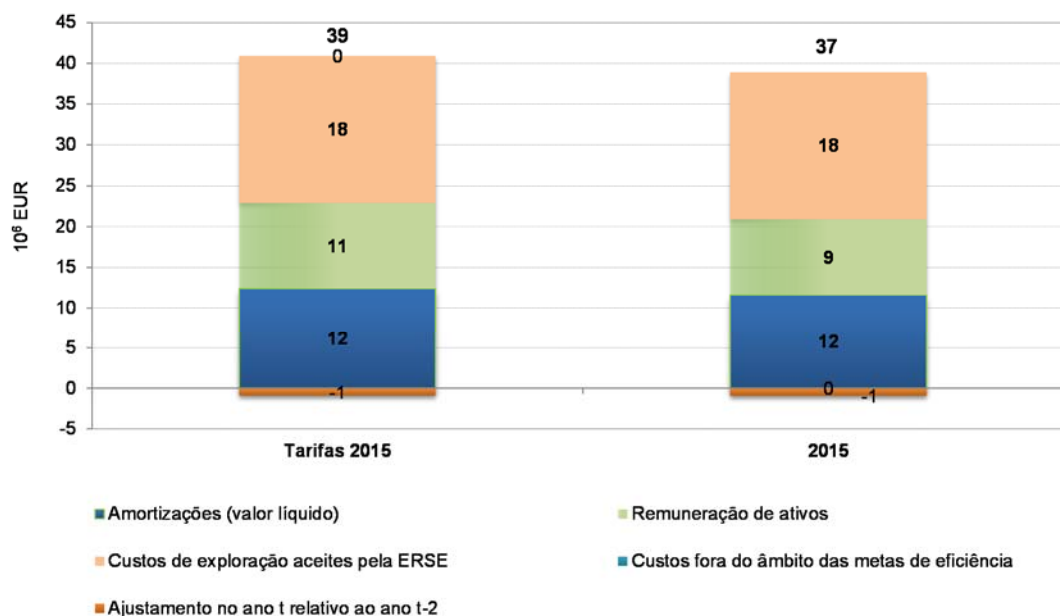
**Quadro 4-134 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica**

		2 015		Diferença 2015 - Tarifas 2015	
		10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>2</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	%
<b>1</b>	<b>Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT [(a) + (b) x (c) + (a')]</b>	<b>11 771</b>	<b>13 213</b>	<b>-1 442</b>	<b>-10,9%</b>
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	7 209	7 781	-572	-7,3%
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e comparticipações	101 898	108 656	-6 758	-6,2%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	6,34%	6,75%	-0,41 p.p.	
a'	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	-1 902	-1 902	0	
<b>2</b>	<b>Custos de exploração afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em MT, aceites pela ERSE [(d) + (e) * (f) + (g) * (h)]</b>	<b>4 913</b>	<b>4 851</b>	<b>62</b>	<b>1,3%</b>
d	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em MT	2 426	2 426	0	0,0%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em MT	2 488	2 426	62	2,6%
e	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em MT, em Euros por kWh	0,006239	0,006239	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	203 632	194 391	9 240	4,8%
g	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em MT, em Euros por cliente	4,006477	4,006477	0	0,0%
h	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	304	303	1	0,4%
3	Custos previstos para o ano t-1, em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	-10	0	-10	
4	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	297	297	0	0,0%
<b>5 = 1 + 2 + 3 - 4</b>	<b>Proveitos Permitidos em MT</b>	<b>16 378</b>	<b>17 767</b>	<b>-1 389</b>	<b>-7,8%</b>
<b>6</b>	<b>Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em MT</b>	<b>2 506</b>			
7	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em MT	16 775			
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 t-2 + spread	0,668%			
10	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	0,721%			
<b>11 = (6 - 5 + 7 + 8) * [1+(9)/100] * [1+(10)/100]</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em MT</b>	<b>2 944</b>			
12	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	-1 223			
<b>13 = 11 - 12</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em MT</b>	<b>1 721</b>			
<b>14</b>	<b>Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT [(i) + (j) x (k) + (i')]</b>	<b>6 447</b>	<b>6 993</b>	<b>-545</b>	<b>-7,8%</b>
i	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	4 404	4 620	-216	-4,7%
j	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e comparticipações	44 831	47 008	-2 177	-4,6%
k	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	6,34%	6,75%	-0,41 p.p.	
i'	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	-800	-800	0	
<b>15</b>	<b>Custos de exploração afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em BT, aceites pela ERSE [(l) + (m) * (n) + (o) * (p)]</b>	<b>13 079</b>	<b>13 158</b>	<b>-79</b>	<b>-0,6%</b>
l	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	6 579	6 579	0	0,0%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	6 500	6 579	-79	-1,2%
m	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT, em Euros por kWh	0,005526	0,005526	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	580 716	595 267	-14 550	-2,4%
o	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT, em Euros por cliente	0,024139	0,024139	0	0,0%
p	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	136 330	136 267	63	0,0%
16	Custos previstos para o ano t-1, em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	-5	0	-5	
17	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	-1 201	-1 201	0	0,0%
<b>18 = 14 + 15 + 16 - 17</b>	<b>Proveitos Permitidos em BT</b>	<b>20 722</b>	<b>21 351</b>	<b>-629</b>	<b>-2,9%</b>
<b>19</b>	<b>Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em BT</b>	<b>26 040</b>			
20	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em BT	-6 431			
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 t-2 + spread	0,668%			
23	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	0,721%			
<b>24 = (19 - 18 + 20 + 21) * [1+(22)/100] * [1+(23)/100]</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em BT</b>	<b>-1 129</b>			
25	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	-399			
<b>26 = 24 - 25</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em BT</b>	<b>-1 527</b>			
<b>27 = 13 + 26</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2</b>	<b>194</b>			



Na figura infra é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE previsto para tarifas 2015 e verificado nesse ano.

**Figura 4-40- Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE**



Observa-se que a evolução dos proveitos face ao previsto decorreu da evolução da remuneração dos ativos.

Energia entregue pela rede de distribuição

O Quadro 4-135 apresenta os valores de energia prevista entregar em MT e em BT, considerada no cálculo de tarifas para 2015 e os valores de energia ocorrida, tanto em MT como em BT.

**Quadro 4-135 - Energia entregue pelas redes de distribuição**

Unidade: kWh

	2015	Tarifas 2015	Desvio (2015-Tarifas 2015)	
			Valor	%
Fornecimentos MT	203 632	194 391	9 240	4,8%
Fornecimentos BT	580 716	595 267	-14 550	-2,4%
<b>Total</b>	<b>784 348</b>	<b>789 658</b>	<b>-5 310</b>	<b>-0,7%</b>

**Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar**

O Quadro 4-136 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 4-136 - Movimentos no ativo líquido a remunerar**

	Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
	2015 (1)	Tarifas 2015 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
<b>Investimento a custos técnicos</b>	10 053	19 532	-48,5%
<b>Activo Fixo Bruto</b>			
Saldo Inicial (1)	364 106	370 486	
Investimento Directo	5 348	14 067	
Transferências para Exploração	3 970	2 180	
Reclassificações, alienações e abates	-8	0	
<b>Saldo Final (2)</b>	<b>373 415</b>	<b>386 732</b>	<b>-3,4%</b>
<b>Amortização Acumulada</b>			
Saldo Inicial (3)	208 505	209 021	
Amortizações do Exercício	12 299	13 086	
Regularizações	-8	0	
<b>Saldo Final (4)</b>	<b>220 796</b>	<b>222 107</b>	<b>-0,6%</b>
<b>Comparticipações</b>			
Saldo inicial líquido (5)	7 724	7 724	
Comparticipações do ano	0	0	
Amortização do ano	686	686	
<b>Saldo Final (6)</b>	<b>7 038</b>	<b>7 038</b>	<b>0,0%</b>
<b>Activo líquido a remunerar</b>			
Valor de 2013 (7) = (1) - (3) - (5)	147 876	153 741	-3,8%
Valor de 2014 (8) = (2) - (4) - (6)	145 582	157 587	-7,6%
<b>Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2</b>	<b>146 729</b>	<b>155 664</b>	<b>-5,7%</b>

Conforme se verifica pelo quadro anterior, o investimento realizado em 2015 na atividade de distribuição foi inferior ao previsto em tarifas em cerca de 62%. Esta situação decorreu da reavaliação dos planos de investimento da EEM e do, conseqüente, adiamento de alguns projetos que já estavam considerados no Plano de Investimentos.

### Taxa de remuneração

Refletindo a metodologia de indexação apresentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, o custo de capital varia com base na evolução da média das yields das Obrigações do Tesouro a 10 anos da República Portuguesa, 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 2015 foi de 6,75% para a atividade de Distribuição de Energia Elétrica. Tendo em conta a evolução das cotações médias diárias das Obrigações do Tesouro da República Portuguesa a 10 anos, a taxa de remuneração final para esse ano corresponde a 6,34%.

### AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2016

Os proveitos permitidos de 2017 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2016, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2016. O valor total a devolver ao sistema, que decorre, do decréscimo do valor médio dos ativos fixos. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2017 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1, é o que se apresenta no Quadro 4-137.

**Quadro 4-137 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE**

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

DEE		Ajust t-1 para considerar em proveitos		
		Tarifas 2016	2016 em 2016	Tarifas 2017
<b>MT</b>				
1	Amortização dos ativos fixos	7 736	7 641	
2	Valor médio dos ativos fixos	104 619	102 416	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	6,34%	6,48%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à DEE	14 372	14 273	
B=A (T2016) - A (2016 em 2016)	Ajustamento sem juros			-99
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			0,721%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			-100
<b>BT</b>				
1	Amortização dos ativos fixos	4 505	4 513	
2	Valor médio dos ativos fixos	46 372	45 059	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	6,34%	6,48%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à DEE	7 447	7 431	
B=A (T2016) - A (2016 em 2016)	Ajustamento sem juros			-16
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			0,721%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			-16

### 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 maneiço 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 2017, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2016.

**Quadro 4-138 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM**

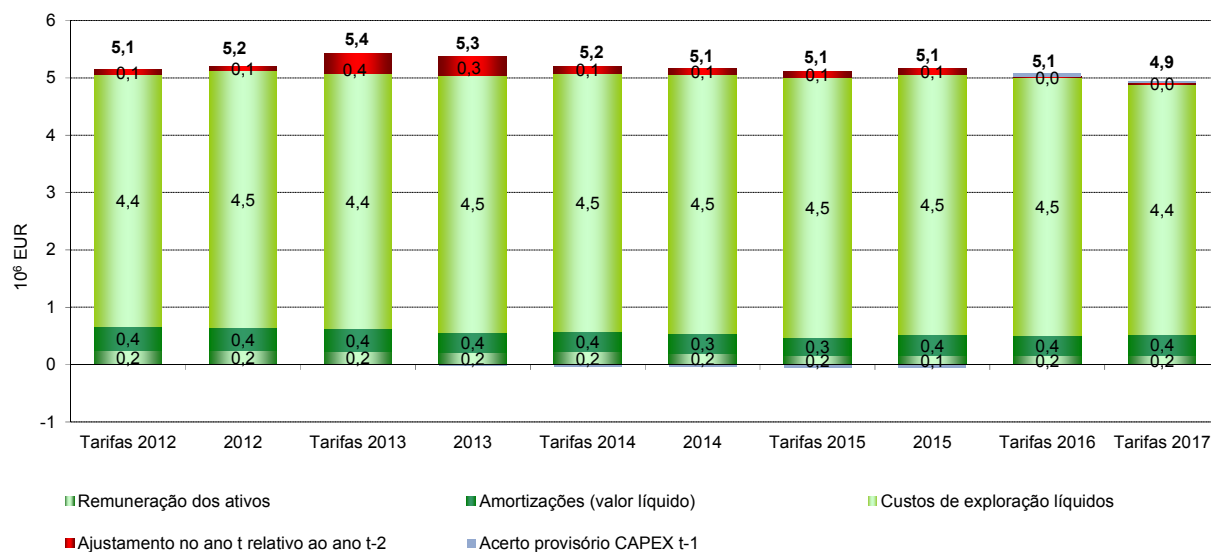
Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		Tarifas 2016	Tarifas 2017	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
<b>1</b>	<b>Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT [(a) + (b) x (c) + (d)]</b>	<b>56</b>	<b>55</b>	<b>-2,4%</b>
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos participados	36	38	4,5%
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações	239	237	-1,0%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	6,34%	6,48%	0,13 p.p.
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em MT relativo ao ano t-1	5	2	-62,6%
<b>2</b>	<b>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)]</b>	<b>441</b>	<b>435</b>	<b>-1,2%</b>
e	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	220	217	-1,3%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	221	218	-1,1%
f	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT (10 <sup>3</sup> EUR/cliente)	0,72689	0,71742	-1,3%
g	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	303	304	0,2%
3	Custos previstos em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	70	0	-100,0%
4	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em MT relativos ao ano t-2	0	-3	-
<b>5 = 1 + 2 + 3 - 4</b>	<b>Proveitos permitidos em MT</b>	<b>567</b>	<b>493</b>	<b>-13,1%</b>
<b>6</b>	<b>Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT [(h) + (i) x (j) + (k)]</b>	<b>507</b>	<b>495</b>	<b>-2,4%</b>
h	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados	325	340	4,5%
i	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações	2 153	2 130	-1,0%
j	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	6,34%	6,48%	0,13 p.p.
k	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em BT relativo ao ano t-1	46	17	-62,5%
<b>7</b>	<b>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)]</b>	<b>3 969</b>	<b>3 919</b>	<b>-1,3%</b>
l	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	1 985	1 959	-1,3%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	1 984	1 960	-1,2%
m	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT (10 <sup>3</sup> EUR/cliente)	0,01457	0,01438	-1,3%
n	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	136 238	136 330	0,1%
8	Custos previstos em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	8	0	-100,0%
9	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em BT relativos ao ano t-2	-21	-28	31,2%
<b>10 = 6 + 7 + 8 - 9</b>	<b>Proveitos permitidos em BT</b>	<b>4 506</b>	<b>4 442</b>	<b>-1,4%</b>
<b>11 = 5 + 10</b>	<b>Proveitos Permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica</b>	<b>5 073</b>	<b>4 935</b>	<b>-2,7%</b>
<b>12 = (11 + 4 + 9) / (g + n)</b>	<b>Proveitos permitidos por cliente (exclui o ajustamento de t-2) (€/cliente)</b>	<b>37,0</b>	<b>35,9</b>	<b>-3,0%</b>

Pela análise do quadro verifica-se que o nível dos proveitos permitidos para 2017 apresenta um ligeiro decréscimo face aos valores aceites nas tarifas para 2016.

A figura infra evidencia a desagregação dos proveitos permitidos de 2012 a 2017, 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**



Registe-se que a grande maioria dos proveitos permitidos diz respeito aos custos de exploração.

#### 4.6.3.2 AJUSTAMENTOS

##### AJUSTAMENTOS DE 2015

O ajustamento da atividade de Comercialização de Energia Elétrica é calculado de acordo com o n.º 4 do artigo 114.º do Regulamento Tarifário em vigor.

O Quadro 4-139 apresenta o ajustamento dos proveitos da atividade de CEE em 2015, apurado por nível de tensão. Em MT, é apurado um ajustamento de -2,9 mil euros e em BT de -28 mil euros, perfazendo um ajustamento de -31 mil euros<sup>59</sup> na atividade de CEE. No quadro são comparados os valores verificados em 2015 com os valores previsionais no cálculo das tarifas de 2015, por nível de tensão.

O desvio de 2015 é decomposto pelas seguintes parcelas:

- -2 900 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2015 por aplicação das tarifas no Continente no total de 2 212 milhares de euros (231 mil euros em MT (linha 7) e 1 981 milhares de euros em BT (linha 21) e os proveitos a proporcionar em 2015, definidos em 2016 no total de 5 112 milhares de euros (515 mil euros em MT (linha 6) e 4 597 milhares de euros em BT (linha 20)).

<sup>59</sup> Um ajustamento negativo significa um montante a recuperar pela empresa.

- +2 819 milhares de euros (276 mil euros em MT (linha 8) e 2 543 milhares de euros em BT (linha 22)) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de CEE.
- +51 mil euros, (+5 mil euros em MT (linha 13) e +46 mil euros em BT (linha 27)) relativos à anulação do acerto provisório do custo com capital considerado em t-1, acrescido de juros.

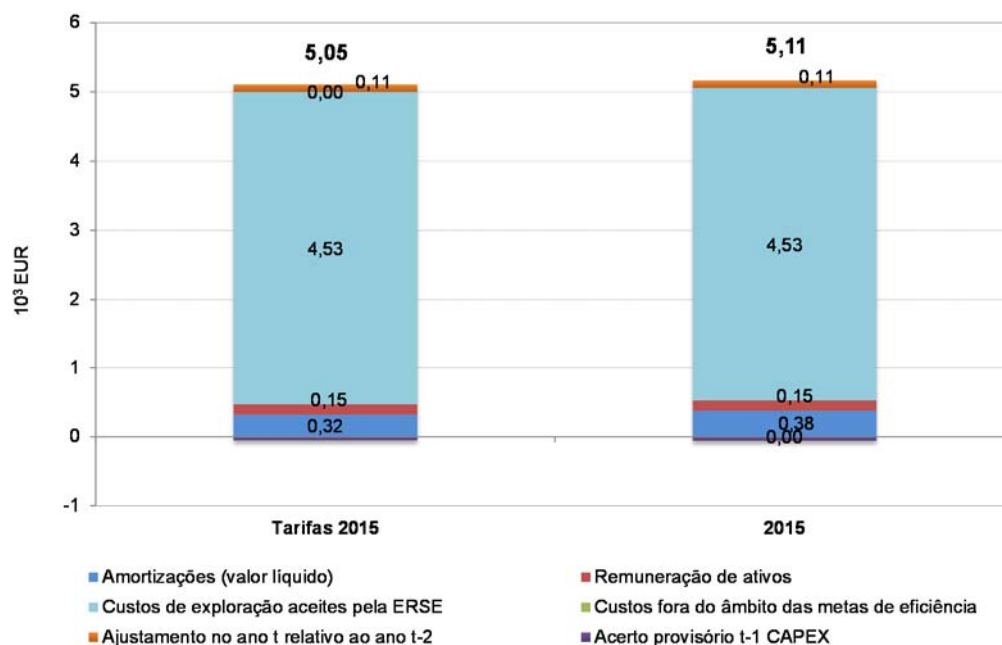
Quadro 4-139 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização de Energia Elétrica

		2 015	Tarifas 2015	Diferença 2015 - Tarifas 2015	
		10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	%
1	Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT [(a) + (b) x (c) + (a')]	47	42	6	13,8%
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos participados	38	32	6	18,3%
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações	236	223	13	5,8%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	6,34%	6,75%	-0,41 p.p.	
a'	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em MT relativo ao ano t-1	-5	-5		
2	Custos de exploração afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em MT, aceites pela ERSE [(d) + (e) * (f)]	453	452	1	0,2%
d	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	226	226	0	0,0%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	227	226	1	0,4%
e	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, em Euros por cliente	0,74689	0,74689	0	0,0%
f	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	304	303	1	0,4%
3	Custos previstos em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	0	0	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	515	508	7	1,3%
7	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em MT	231			
8	Compensação relativa ao sobrecurso da CEE, em MT	276			
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 t-2 + spread	0,668%			
11	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	0,721%			
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	-8			
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	-2,9			
15	Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT [(g) + (h) x (i) + (g')]	426	375	52	13,8%
g	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados	340	287	53	18,3%
h	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações	2 120	2 003	116	5,8%
i	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	6,34%	6,75%	-0,41 p.p.	
g'	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em BT relativo ao ano t-1	-48	-48		
16	Custos de exploração afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em BT, aceites pela ERSE [(j) + (k) * (l)]	4 080	4 079	1	0,0%
j	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	2 039	2 039	0	0,0%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, em Euros por cliente	2 040	2 039	1	0,0%
k	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, em Euros por cliente	0,014966	0,014966	0	0,0%
l	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	136 330	136 267	63	0,0%
17	Custos previstos em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	-1	0	-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	4 597	4 545	52	1,1%
21	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em BT	1 981			
22	Compensação relativa ao sobrecurso da CEE, em BT	2 543			
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 t-2 + spread	0,668%			
25	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	0,721%			
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	-74			
27	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em BT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	46			
28 = 26 - 27	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE em BT, relativo ao ano de t-2	-28			
29 = 14 + 28	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE, relativo ao ano de t-2	-31			



Na Figura 4-42 é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade de CEE previstos em tarifas de 2015 e ocorridos nesse ano.

**Figura 4-42 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de CEE**



#### Número médio de clientes

O quadro infra apresenta o número médio de clientes, considerado no cálculo de tarifas para 2015 e o verificado, tanto em MT como em BT.

**Quadro 4-140 - Número médio de clientes**

	2015	Tarifas 2015	Desvio (2015-Tarifas 2015)	
			Valor	%
Cientes MT	304	303	1	0,4%
Cientes BT	136 330	136 267	63	0,0%
<b>TOTAL</b>	<b>136 634</b>	<b>136 570</b>	<b>64</b>	<b>0,0%</b>

### Taxa de remuneração

Refletindo a metodologia de indexação apresentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, o custo de capital varia com base na evolução da média das *yields* das Obrigações do Tesouro a 10 anos da República Portuguesa, 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 2015 foi de 6,75% para a atividade de Comercialização de Energia Elétrica. Tendo em conta a evolução das cotações médias diárias das Obrigações do Tesouro da República Portuguesa a 10 anos, a taxa de remuneração final para esse ano corresponde a 6,34%.

### AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2016

Os proveitos permitidos de 2017 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2016, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2016. O valor total a devolver à empresa decorre, em parte, do aumento da taxa de remuneração. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2017 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 4-141.

**Quadro 4-141 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE**

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

CEE		Ajust t-1 para considerar em proveitos	
		Tarifas 2016	2016 em 2016
		Tarifas 2017	
<b>MT</b>			
1	Amortização dos ativos fixos	36	38
2	Valor médio dos ativos fixos	239	239
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	6,34%	6,48%
A=1+2*3	Custo com capital afecto à CEE	51	53
B=A (T2016) - A (2016 em 2016)	Ajustamento sem juros		2
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread		0,721%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros		2
<b>BT</b>			
1	Amortização dos ativos fixos	325	339
2	Valor médio dos ativos fixos	2 153	2 155
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	6,34%	6,48%
A=1+2*3	Custo com capital afecto à CEE	462	479
B=A (T2016) - A (2016 em 2016)	Ajustamento sem juros		17
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread		0,721%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros		17

#### 4.6.4 PROVEITOS PERMITIDOS À EEM PARA 2017

O nível de proveitos definidos para cada atividade regulada da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM para 2017 é apresentado no Quadro 4-142. É igualmente apresentado o nível de proveitos resultante do processo de cálculo das tarifas para 2016.

**Quadro 4-142 - Proveitos permitidos da EEM**

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

	Tarifas 2016	Tarifas 2017	Variação (%)
	(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	112 541	84 154	-25,2%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	37 072	45 978	24,0%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 073	4 935	-2,7%
<b>Proveitos permitidos da EEM</b>	<b>154 686</b>	<b>135 068</b>	<b>-12,7%</b>

Os proveitos permitidos da EEM para 2017 apresentam um decréscimo na ordem dos 13% face aos valores de 2016. O decréscimo registado na atividade de AGS, atividade com maior peso no total dos proveitos permitidos da empresa, não foi compensado pelo acréscimo verificado na atividade de DEE face a 2016. Tal como referido, este acréscimo deve-se em grande parte à aceitação dos valores relativos aos direitos de passagem devidos pela EEM aos municípios da RAM, de acordo com a legislação em vigor.

Excluindo o efeito do ajustamento de t-2 (cerca de 20 milhões a devolver à tarifa), os proveitos permitidos da EEM apresentam um decréscimo de cerca de 2% (quadro infra). Excluindo o efeito do ajustamento, a atividade de AGS apresenta um decréscimo menos acentuado, na ordem dos 10%, entre os valores de Tarifas 2017 e 2016, mantendo a atividade de distribuição um acréscimo significativo.

**Quadro 4-143 - Proveitos permitidos da EEM, excluindo o ajustamento de t-2**

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

	Tarifas 2016	Tarifas 2017	Variação (%)
	(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	115 787	104 056	-10,1%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	37 722	46 172	22,4%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 051	4 904	-2,9%
<b>Proveitos permitidos da EEM (exclui ajustamento de t-2)</b>	<b>158 561</b>	<b>155 132</b>	<b>-2,2%</b>

O Quadro 4-144 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 2015, com os proveitos recuperados em 2015 por aplicação das tarifas em vigor no Continente em 2015 e com os proveitos de 2015 baseados em valores reais. Adicionalmente, apresentam-se as restantes rubricas necessárias ao cálculo do ajustamento a repercutir em 2017.

O ajustamento a recuperar pela EEM em 2017 relativamente aos anos de 2015 e 2016, atualizado para 2017, será de cerca de 20 milhões de euros<sup>60</sup>.

---

<sup>60</sup> Um ajustamento positivo significa um montante a devolver pela empresa.

**Quadro 4-144 – Ajustamento da EEM em 2015**

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

	Proveitos a proporcionar em 2015, definidos em 2015 (Tarifas 2015)	Proveitos recuperados em 2015 por aplicação das tarifas do Continente	Proveitos a proporcionar em 2015, definidos em 2016	Convergência Tarifária de 2015	Valor a recuperar pelas tarifas da RAM	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	Desvio	Ajustamento a repercutir em 2017	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) <sup>t</sup> (1+i+spread)	(9)	(10) = (8) + (9)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS)	122 774	98 186	101 659	23 629	0	570	20 725	21 014	-1 112	19 902
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	39 118	28 546	37 099	10 344	0		1 790	1 815	-1 622	194
Comercialização de Energia Elétrica (CEE)	5 054	2 212	5 112	2 819	0		-81	-82	51	-31
<b>Proveitos permitidos à EEM</b>	<b>166 946</b>	<b>128 944</b>	<b>143 871</b>	<b>36 792</b>	<b>0</b>	<b>570</b>	<b>22 434</b>	<b>22 747</b>	<b>-2 683</b>	<b>20 064</b>

## 4.6.5 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

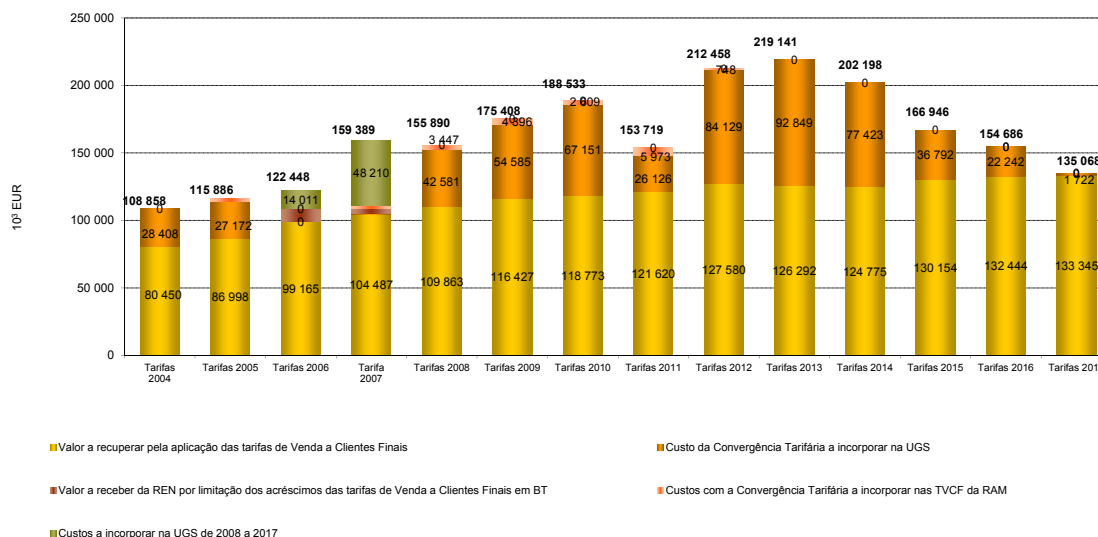
No Quadro 4-145 é apresentado o sobrecusto por atividade da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM para 2016 e 2017. É também apresentado o valor do custo com a convergência tarifária, para igual período.

**Quadro 4-145 - Custo com a convergência tarifária na RAM**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2016	Tarifas 2017
$\tilde{S}M_t^{AGS}$	<b>Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema</b>	<b>13 328</b>	<b>-15 928</b>
$\tilde{R}_t^{MAGS}$	Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	112 541	84 154
$\tilde{R}_{AGS,t}^M$	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	99 213	100 083
$\tilde{S}RAM_t^{AGS}$	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
$\tilde{S}M_t^D$	<b>Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica</b>	<b>6 680</b>	<b>15 550</b>
$\tilde{R}_{j,t}^{MD}$	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	37 072	45 978
$\tilde{R}_{D,j,t}^M$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	30 392	30 428
$\tilde{S}RAM_{j,t}^D$	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
$\tilde{S}M_t^C$	<b>Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica</b>	<b>2 234</b>	<b>2 101</b>
$\tilde{R}_{j,t}^{MC}$	Proveitos permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 073	4 935
$\tilde{R}_{C,j,t}^M$	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	2 839	2 834
$\tilde{S}RAM_{j,t}^C$	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
$\tilde{R}AM_{Pol,t}$	<b>Custo da Convergência Tarifária a incorporar na UGS</b>	<b>22 242</b>	<b>1 722</b>

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 2017 é o mais baixo desde 2007. Esta evolução reflete, em parte, o impacto da diminuição dos preços do petróleo e dos seus derivados nos custos com aquisição dos combustíveis da Região Autónoma da Madeira, que não tem um reflexo da mesma natureza e da mesma intensidade nos custos de energia elétrica do Continente.

A 11 de dezembro de 2007, a EEM celebrou um contrato de cessão de créditos referentes aos custos com a convergência tarifária de 2006 e 2007<sup>61</sup> com o Banco Comercial Português, S.A. e a Caixa Geral de Depósitos, S.A.. Estes bancos passam a deter, em partes iguais, o direito ao recebimento das rendas a serem incorporadas na tarifa UGS até ao ano de 2017. A anuidade referente ao ano 2017 é de 6 842 milhares de euros sendo este montante transferido pela REN para os bancos cessionários em regime de duodécimos, durante o ano de 2017.

<sup>61</sup> Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro que estabelece que os custos com a convergência tarifária de 2006 e 2007 serão recuperados através da tarifa de UGS, acrescidos de juros, em prestações constantes, ao longo de um período de 10 anos, a partir de 2008.





## 5 ANÁLISES COMPLEMENTARES

### 5.1 PREÇOS DE TRANSFERÊNCIA

#### 5.1.1 ENQUADRAMENTO

O processo de reestruturação das organizações do setor energético tem originado a criação de várias entidades suas participadas direcionadas para o desenvolvimento das atividades operacionais *core business* dessas organizações e para as atividades de suporte, acessórias e complementares às áreas de negócio principais. Este processo decorre do objetivo de diversificação e desenvolvimento de novas áreas de negócios e da presença de *know-how*, recursos e infraestruturas internas que sustentam essas opções de expansão das empresas. A criação das entidades participadas ocorre numa ótica de especialização e racionalização das atividades realizadas e dos recursos utilizados por estas organizações.

O processo supra referido tem gerado uma crescente complexidade das atividades reguladas no setor energético e, conseqüentemente, levado a ERSE a obter informação mais detalhada sobre essas atividades. A existência de empresas reguladas e empresas não reguladas inseridas nos diversos grupos empresariais do setor energético implicou o início da análise e monitorização das operações intragrupo consubstanciada na análise dos Dossiers Fiscais de Preços de Transferência (DFPT).

O DFPT decorre de uma obrigação documental emanada da Autoridade Fiscal e que consiste num processo de documentação fiscal relativa aos preços de transferência nas operações intragrupo, isto é, entre entidades relacionadas. Esta obrigação ocorre desde o ano de 2002 para as empresas que tenham atingido um valor anual de vendas líquidas e outros proveitos superiores a 3 milhões de euros.

Este processo documental constitui, para a ERSE, uma importante ferramenta de monitorização das operações intragrupo das empresas reguladas do setor elétrico. Neste sentido, desde 2013 que a ERSE procede, de forma contínua, à análise dos DFPT das empresas reguladas e introduziu no RT o pedido de documentação de preços transferência dos diversos operadores regulados do setor elétrico abrangidos pela legislação nacional aplicável. Neste sentido, REN, SA; REN Trading, SA; EDP Distribuição, SA; EDP Serviço Universal, SA; EDA, SA e EEM, SA deverão submeter este processo documental atualizado à ERSE.

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;

- 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 2017

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 transferência<sup>62</sup> 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.

De acordo com o referido no documento de “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2016 das empresas reguladas do setor elétrico” 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 tendo ocorrido durante os anos de 2015 e 2016 duas auditorias que visaram analisar com maior detalhe as operações intragrupo que ocorrem de forma recorrente na esfera de atuação destes dois grupos económicos. Complementarmente, também ocorreu a análise à documentação de preços de transferência referente ao ano de 2014 das empresas do setor elétrico e encontra-se em curso a análise da documentação de 2015. As conclusões das auditorias efetuadas serão parte integrante da informação a analisar no processo de determinação dos parâmetros do próximo período regulatório.

## 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.

---

<sup>62</sup> Com referência ao ano fiscal de 2013, último ano disponível à data.

Na definição dos custos de referência, além do cumprimento do quadro legal, foram internalizados um conjunto de fatores intrínsecos às empresas, que as permitiu posicionar em 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.

**Figura 5-1 - Aspetos que condicionam os custos de referência para a atividade de CEE**



Fonte: ERSE

De acordo com o referido no capítulo 5 do documento de “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2016 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico”, 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. Além do cumprimento do quadro legal supra referido, este estudo permitiu apoiar de forma sustentada a definição do OPEX dos comercializadores de energia elétrica regulados. Desta forma, à semelhança do que ocorreu em 2016, o presente capítulo tem por objetivo atualizar o referido estudo, tendo por base a metodologia definida em 2015<sup>63</sup>.

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 em 2015 pela ERSE, como forma de ultrapassar a escassa informação existente relativamente à atividade de comercialização de energia, foi solicitado em 2016 a sua atualização a um conjunto de 23 empresas, reguladas e de mercado, a operar nos setores de eletricidade e gás natural (*vide* figura infra) e que historicamente têm participado neste questionário. Esta

<sup>63</sup> 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.

atualização consubstanciou-se na disponibilização de dados para o ano de 2015<sup>64</sup>. Tendo-se constatado a presença no mercado de novas empresas comercializadoras, solicitou-se o preenchimento do referido inquérito a oito novas empresas. Neste sentido, foram inquiridas 31 empresas, tendo-se obtido 30 respostas. Das 30 respostas, apenas 28 apresentaram dados financeiros.

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 da harmonização para algumas rubricas de custos específicas, da classificação feita pelas empresas pelas componentes de custos solicitadas.

Importa realçar que as empresas respeitaram, na generalidade, os prazos de entrega definidos pela ERSE, o que permitiu ao regulador maior disponibilidade para a análise da informação.

Face ao exposto, a amostra analisada em 2016 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 2015 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 no ano passado e no documento “Parâmetros de Regulação para o Período dos Anos Gás de 2016-2017 a 2018-2019”. 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

À semelhança do que ocorreu em 2015, o presente ano caracteriza, tanto a nível europeu, como no caso português em concreto, pela ocorrência de 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 dimensão, perfil de consumo da carteira de clientes, inserção em grupos empresariais, maturidade, entre outros.

---

<sup>64</sup> Refira-se que os dados de 2015 para os comercializadores de último recurso de gás natural não correspondem, ainda, a valores fechados auditados, na medida em que as contas reguladas de 2015 apenas serão remetidas à ERSE a 31 de outubro.

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 no ano de 2015<sup>65</sup>. Observa-se um aumento do peso dos comercializadores de pequena dimensão (entre 200 e 100.000 consumidores) e a variação em sentido oposto dos comercializadores de média dimensão (entre 100.000 e 1.000.000 consumidores).

**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 nos dois anos anteriores, 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, foram 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.

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

<sup>65</sup> A categorização da dimensão das empresas por número de clientes deverá ser consultada no estudo original.

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 28 comercializadoras a operar em Portugal, no período compreendido entre 2009 e 2015. Uma vez que alguns dados são nulos, ou considerados inválidos para o presente teste, a amostra considerada contempla um total de 131 observações. Adicionalmente, observou-se durante a análise dos dados constantes nos questionários diferentes interpretações, por parte das empresas inquiridas, ao nível da classificação dos custos operacionais na categoria de custos diretos e indiretos. Esta ocorrência foi mais evidente nas novas empresas comercializadoras que responderam pela primeira vez ao questionário. Neste sentido, optou-se pela aplicação da metodologia de análise dos dados considerando apenas a classificação dos custos operacionais em duas categorias: custos fixos e custos variáveis.

O Quadro 5-1 apresenta as estatísticas descritivas da amostra representativa.

**Quadro 5-1 - Estatística descritivas**

	<b>Nº médio de clientes</b>	<b>Custos Fixos</b>	<b>Custos Variáveis</b>
<b>Unidade</b>	#	€	€
<b>Média</b>	401 338	4 512 249	5 260 907
<b>Mediana</b>	67 724	652 825	1 189 146
<b>Desvio-Padrão</b>	1 135 909	10 130 239	10 876 405
<b>Mínimo</b>	57	0	0
<b>Máximo</b>	5 866 614	50 163 026	58 816 370

Fonte: ERSE

O Quadro 5-2 apresenta a análise de correlação para cada uma das variáveis consideradas.

**Quadro 5-2 - Matriz de correlações**

	<b>Clientes</b>	<b>Custos Fixos</b>	<b>Custos Variáveis</b>
<b>Clientes</b>	1,00	0,83	0,94
<b>Custos Fixos</b>		1,00	0,90
<b>Custos Variáveis</b>			1,00

Fonte: ERSE

Verifica-se que o número médio de clientes está fortemente correlacionado com as 2 categorias de custos analisados. Naturalmente, esta relação é mais elevada nos custos variáveis (apresenta uma correlação de 0,94) comparativamente aos custos fixos (correlação de 0,83).

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 no ano de 2015. Nesta análise procedeu-se a uma eliminação de *outliers* (utilizando o filtro de Tukey)<sup>66</sup>, 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 em 2014<sup>67</sup>. Recorde-se:

- Empresa teoricamente eficiente ( $\Delta=0$ );
- Empresa com nível de acréscimo de custo reduzido em todas as categorias de custo ( $\Delta_s$ );
- Empresa com nível de acréscimo de custo intermédio em todas as categorias de custo ( $\Delta_i$ );
- Empresa com nível de acréscimo de custo forte em todas as categorias de custo ( $\Delta_A$ ).

#### Quadro 5-3 - Matriz de custos de referência para o conjunto de comercializadores (*utilities*)

	Tarifas 2017 (Dados 2015)			Tarifas 2016 (Dados 2014)
	CFm (€)	CVm (€)	CTm (€)	CTm (€)
$\Delta = 0$	1,178	5,971	7,149	4,244
$\Delta_s$	6,294	13,572	19,866	14,654
$\Delta_i$	7,463	21,973	29,436	29,151
$\Delta_A$	19,326	27,486	46,812	44,764

Fonte: ERSE

<sup>66</sup> Na análise dos valores extremos das observações e no processo de identificação de potenciais *outliers*, o método desenvolvido por John Tukey classifica uma observação *y* como *outlier* se o seu valor exceder os seguintes limites:  $y < \text{Quartil } 1 - 1,5 * (\text{Quartil } 3 - \text{Quartil } 1)$  ou  $y > \text{Quartil } 3 + 1,5 * (\text{Quartil } 3 - \text{Quartil } 1)$ . Os outliers distorcem os valores da média e desvio padrão e tornam estas estatísticas pouco fiáveis.

<sup>67</sup> Ver documento "Parâmetros de Regulação para o período 2015 a 2015" - <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2015/Documents/PaginaPrincipal/Par%C3%A2metros%202015-2017.pdf>

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:

- Ocorre um incremento do custo unitário em todos os níveis de eficiência comparativamente ao estudo do ano transato (significando uma deslocalização das fronteiras de eficiência para níveis de custos mais elevados). Apenas no nível  $\Delta_I$  (nível de acréscimo de custo intermédio em todas as categorias) o incremento é de valor muito reduzido mantendo-se em linha o que valor do ano passado. Esta evolução dos custos de referência pode ser justificada com o processo de decréscimo da atividade nas empresas reguladas por via do *switching* dos clientes para o mercado liberalizado, a entrada de novos *players* que se apresentam numa fase inicial da sua atividade e o processo de atualização dos valores monetários para preços do presente ano.
- Ao nível da eficiência relativa, ocorre uma aproximação das empresas situadas nos três níveis menos eficientes à empresa teoricamente eficiente. Este incremento da eficiência poderá ser justificada com ganhos de eficiência nas empresas em atividade no mercado regulado.
- O peso dos custos fixos nos custos totais pode variar significativamente entre quartis. Estes custos podem situar-se entre os cerca de 41% para  $\Delta_A$  (empresas com nível de acréscimo de custos forte) e apenas à volta dos 16% para  $\Delta=0$  (empresa teoricamente eficiente). Aparentemente, observa-se a manutenção da estrutura de custos comparativamente aos resultados obtidos no estudo do ano passado onde se obteve os valores e 40% e 12%, respetivamente. Eventualmente, observa-se uma variação de maior relevo no nível mais eficiente.

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**

	Tarifas 2017 (Dados 2015)			Tarifas 2016 (Dados 2014)
	CFm (€)	CVm (€)	CTm (€)	CTm (€)
$\Delta = 0$	5,477	6,907	12,384	11,125
$\Delta_s$	16,141	7,989	24,131	22,640
$\Delta_I$	26,520	8,462	34,982	34,527
$\Delta_A$	43,521	10,047	53,568	52,435

Fonte: ERSE



De acordo com a matriz supra, é possível observar que,

- À semelhança do que se observou para todo o conjunto das empresas comercializadoras, a fronteira de eficiência do setor elétrico deslocou-se para níveis de custos mais elevados nos quatro níveis ( $\Delta$ ) definidos, face ao estudo do ano transato (também neste setor específico, o nível  $\Delta_1$  (nível de acréscimo de custo intermédio em todas as categorias) manteve-se em linha com o valor do ano passado). Na justificação desta evolução são válidas as razões supra indicadas para a globalidade das empresas comercializadoras.
- Ocorre ao nível da eficiência relativa, à semelhança do que ocorreu na globalidade das empresas comercializadoras, uma aproximação das empresas situadas nos três níveis menos eficientes à empresa teoricamente eficiente.
- O peso dos custos fixos nos custos totais pode variar significativamente entre quartis. Estes custos podem situar-se entre os 81% para  $\Delta A$  (empresas com nível de acréscimo de custos forte) e 44% para  $\Delta=0$  (empresa teoricamente eficiente). No entanto, observa-se a manutenção da estrutura de custos identificada no estudo do ano anterior, de 82% e 47%, respetivamente.

Como conclusões genéricas às duas matrizes, importa referir o seguinte:

- Verifica-se uma deslocalização da fronteira de eficiência subjacente a cada uma das matrizes para níveis de custos mais elevados, o que poderá ser justificado pelo peso relevante das empresas reguladas na amostra. Estas empresas apresentam um decréscimo da sua atividade em resultado do processo de extinção das tarifas reguladas que tem promovido a saída de clientes para o mercado liberalizado. Neste sentido, poderão estar a ocorrer dificuldades de ajustamento da estrutura de custos destas empresas associados ao decréscimo da sua atividade.
- Observa-se, ao nível da eficiência relativa, uma aproximação das empresas menos eficientes à empresa teoricamente eficiente que poderá ser justificada com ganhos de eficiência das empresas a atuar no mercado liberalizado.
- Pelo facto do presente estudo se centrar na análise da eficiência com retornos variáveis à escala, foi possível observar que a dimensão das empresas poderá, tal como expectável, ser um dos fatores determinante na eficiência das empresas.

### 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 n.º 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, referido no n.º 3 do artigo 97.º deste regulamento, conforme definido no número 10, do artigo 50.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012.

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

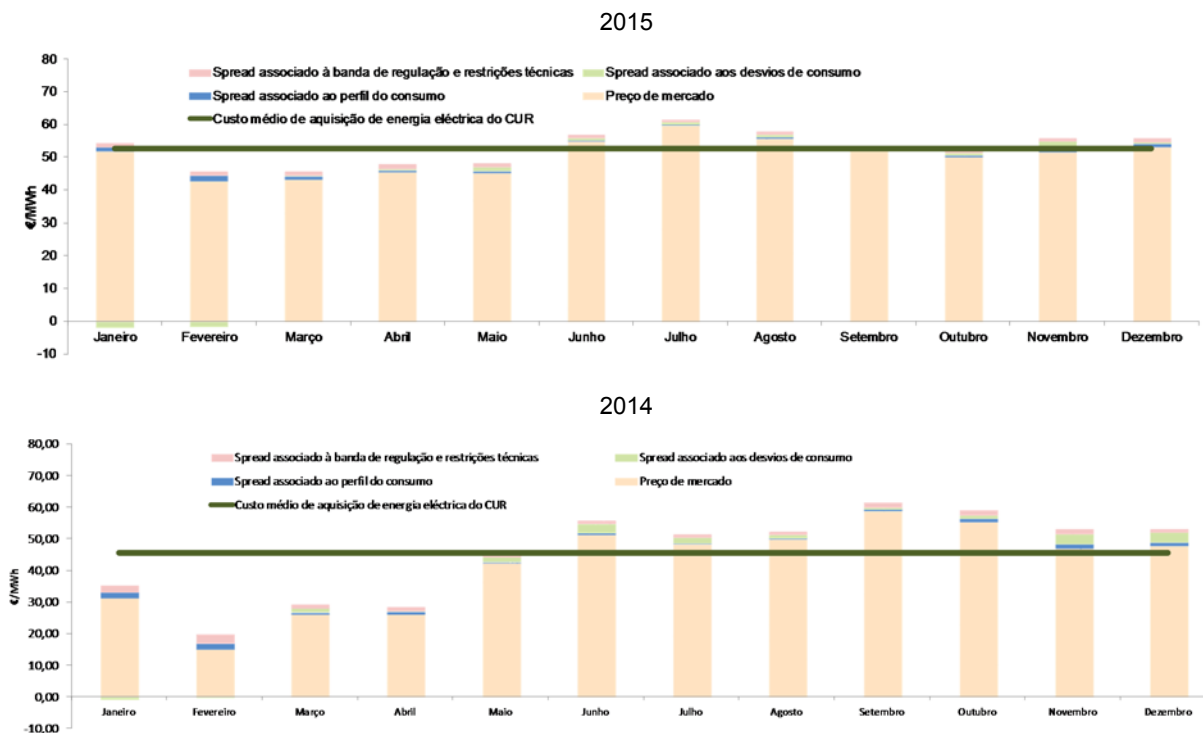
De acordo com os artigos 95.º a 97.º do Regulamento Tarifário em vigor, cabe ao Comercializador do Último Recurso (CUR) a incumbência de vender a energia produzida pelos produtores em regime especial que beneficiam de tarifas fixadas administrativamente (*feed-in tariffs*) e comprar energia elétrica para abastecer os clientes que se mantêm no mercado regulado.

A Figura 5-3 apresenta a estrutura do custo de aquisição do CUR nos anos de 2014 e de 2015, 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 resolução de restrições técnicas.

**Figura 5-3 - Estrutura do custo de aquisição de eletricidade pelo CUR, em 2014 e 2015**



A Figura 5-3 permite constatar que o custo médio de aquisição do CUR foi em 2015 superior ao ocorrido em 2014. Verifica-se também que em 2015, os custos de aquisição de eletricidade foram próximos à média anual ao longo do ano, tendo sido abaixo da mesma nos meses entre Fevereiro e Maio, e Outubro.

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

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

De uma forma genérica, pode-se decompor o custo da aquisição de energia elétrica por parte do CUR em quatro parcelas: preço de mercado, *spread* associado ao perfil de consumo dos clientes do CUR<sup>68</sup>, os custos relativos aos desvios de consumo e custos que derivam de razões de ordem técnica da própria rede.

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

O ponto de partida para esta análise é a verificação do preço do mercado grossista, nos últimos 5 anos, por mês e por hora.

A Figura 5-4 apresenta a média mensal dos preços do mercado diário<sup>69</sup>, bem como a média anual dos preços do mercado diário<sup>70</sup> nos anos de 2011 a 2015.

Em 2015, os preços médios mensais foram abaixo da média anual nos primeiros 5 meses do ano, com a exceção de janeiro, e nos restantes meses do ano estabeleceram-se acima da média anual, com exceção de outubro. A variação foi, no entanto, muito inferior à verificada nos anos anteriores.

---

<sup>68</sup> *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.

<sup>69</sup> 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.

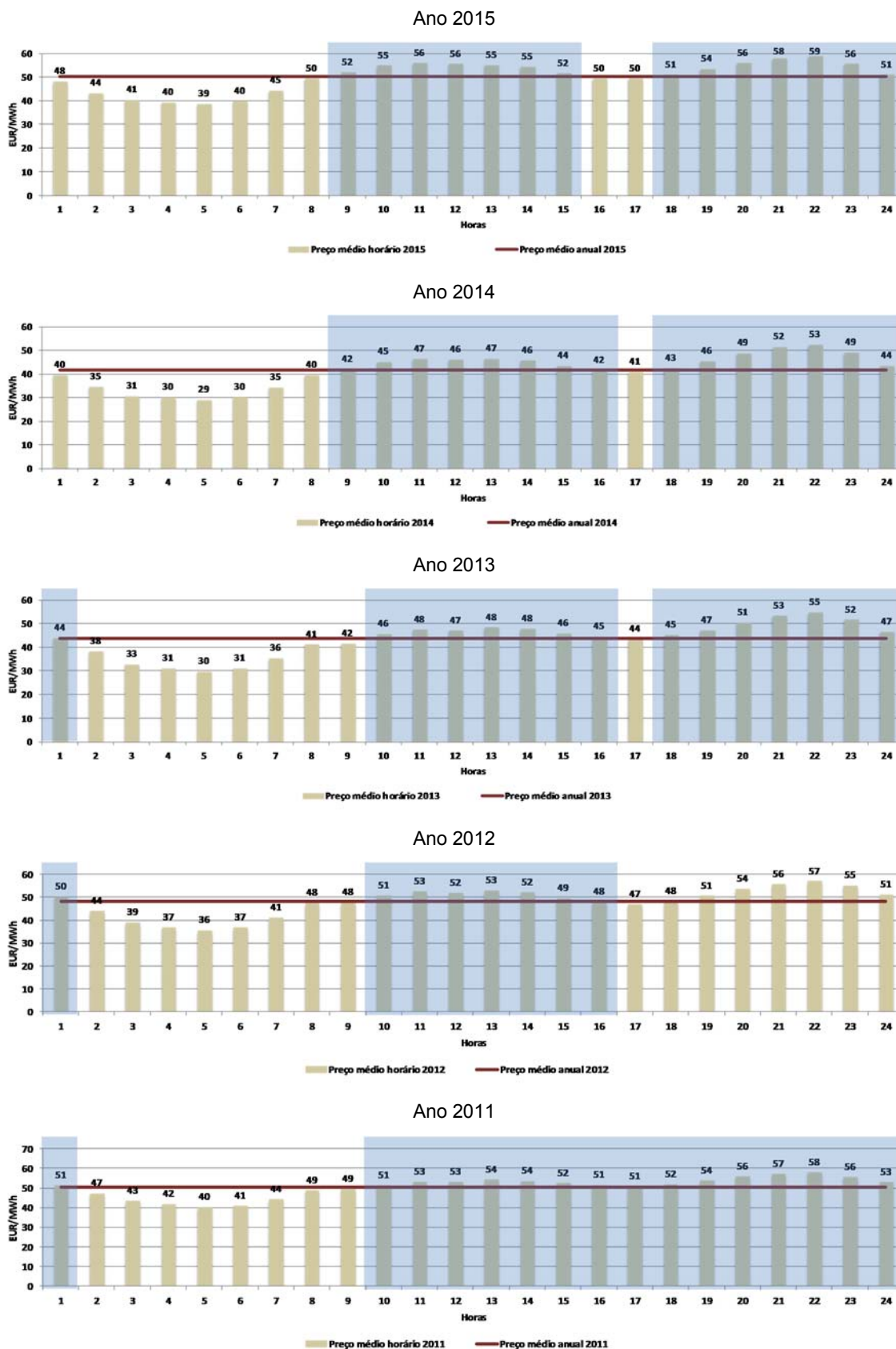
<sup>70</sup> Média aritmética dos preços horários no mercado diário, entre a primeira hora do primeiro dia do ano e a última hora do último dia do ano.

Figura 5-4 - Preços médios de mercado mensais, de 2011 a 2015



A Figura 5-5 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 entre as horas 10 e 24, com exceção da hora 17.

Figura 5-5 - Preços médios de mercado por hora, de 2011 a 2015

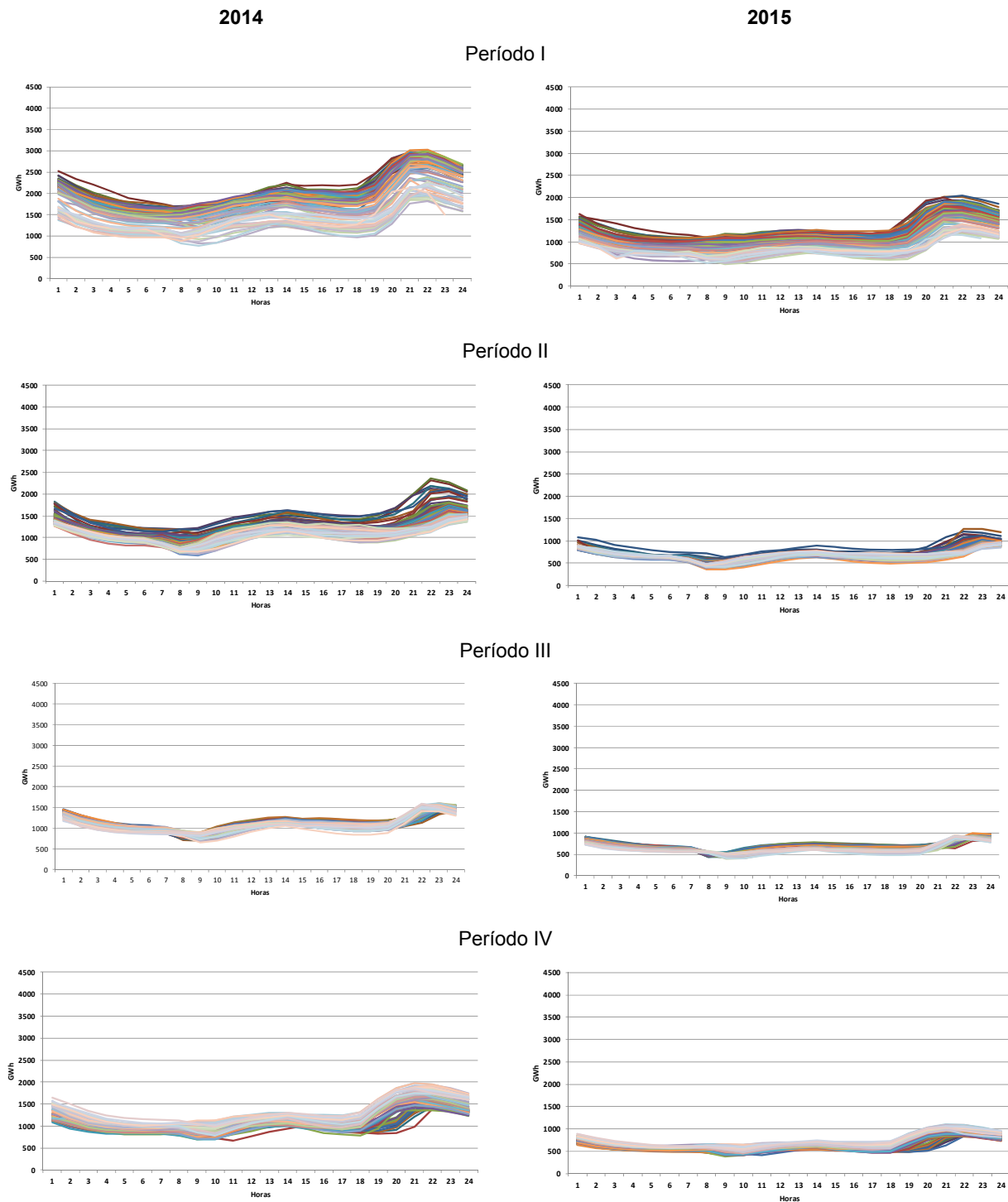


Em seguida, analisam-se os perfis de consumo dos clientes do CUR para 2014 e para 2015. Dado que os perfis de consumo são diferentes dependendo da fase do ano, a análise é realizada por trimestre, ou seja, repartida por quatro períodos, correspondentes aos períodos trimestrais de entrega de energia elétrica, 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 5-6 apresenta o perfil de consumos do CUR, por período horário, para os anos de 2014 e de 2015. Como se pode verificar, entre 2014 e 2015 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. 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 5-6 - Consumos do CUR em 2014 e 2015 por períodos (I, II, III e IV)

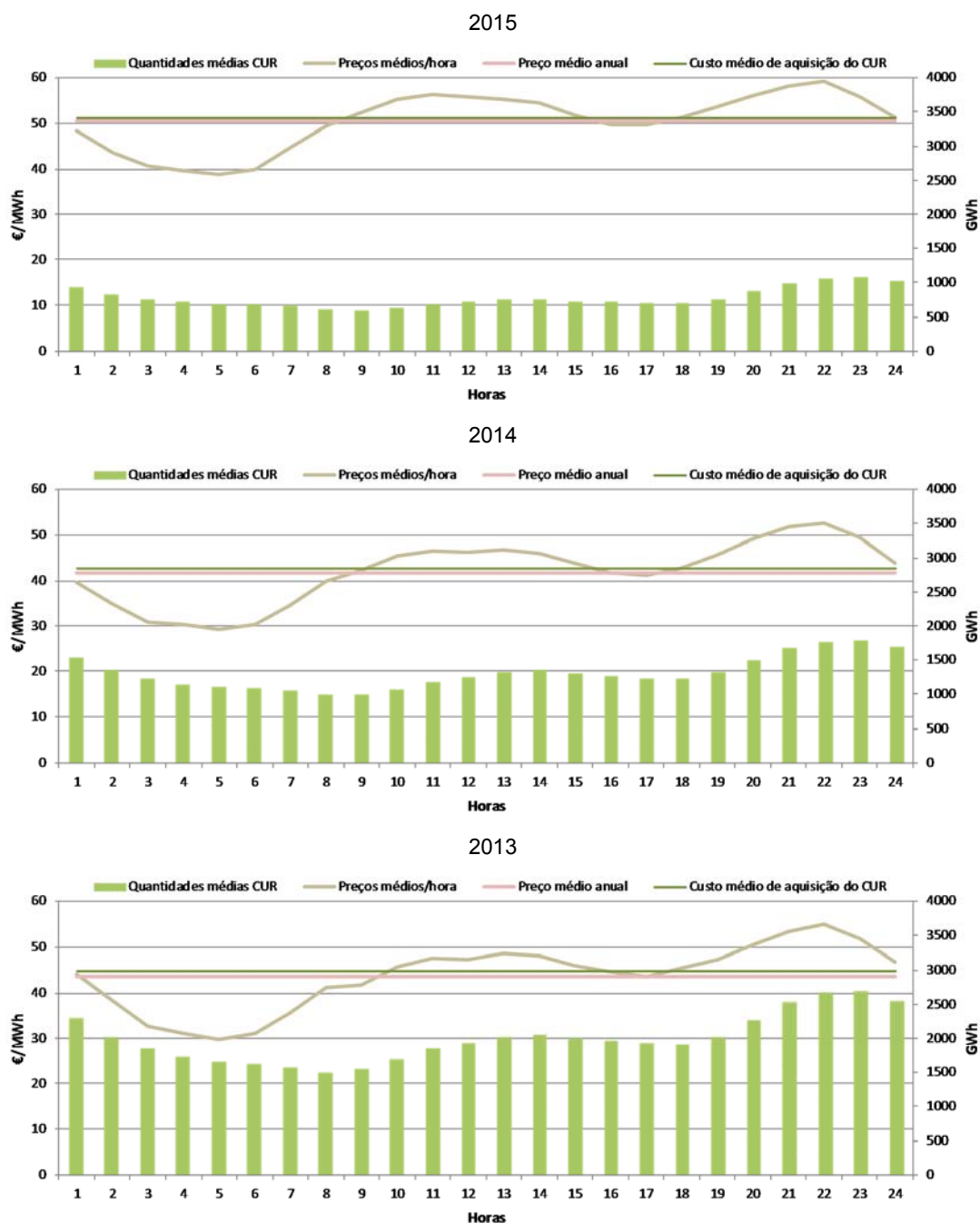


Fonte: EDP SU

A Figura 5-7 apresenta, entre 2013 e de 2015, 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 preço é superior nas horas em que o consumo é também superior. No entanto, em 2015 este perfil alisou ainda mais em relação aos anos

anteriores, diminuindo a amplitude de variação entre mínimos e máximos, quer de preço quer de procura, devido à saída de clientes do mercado regulado. 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.

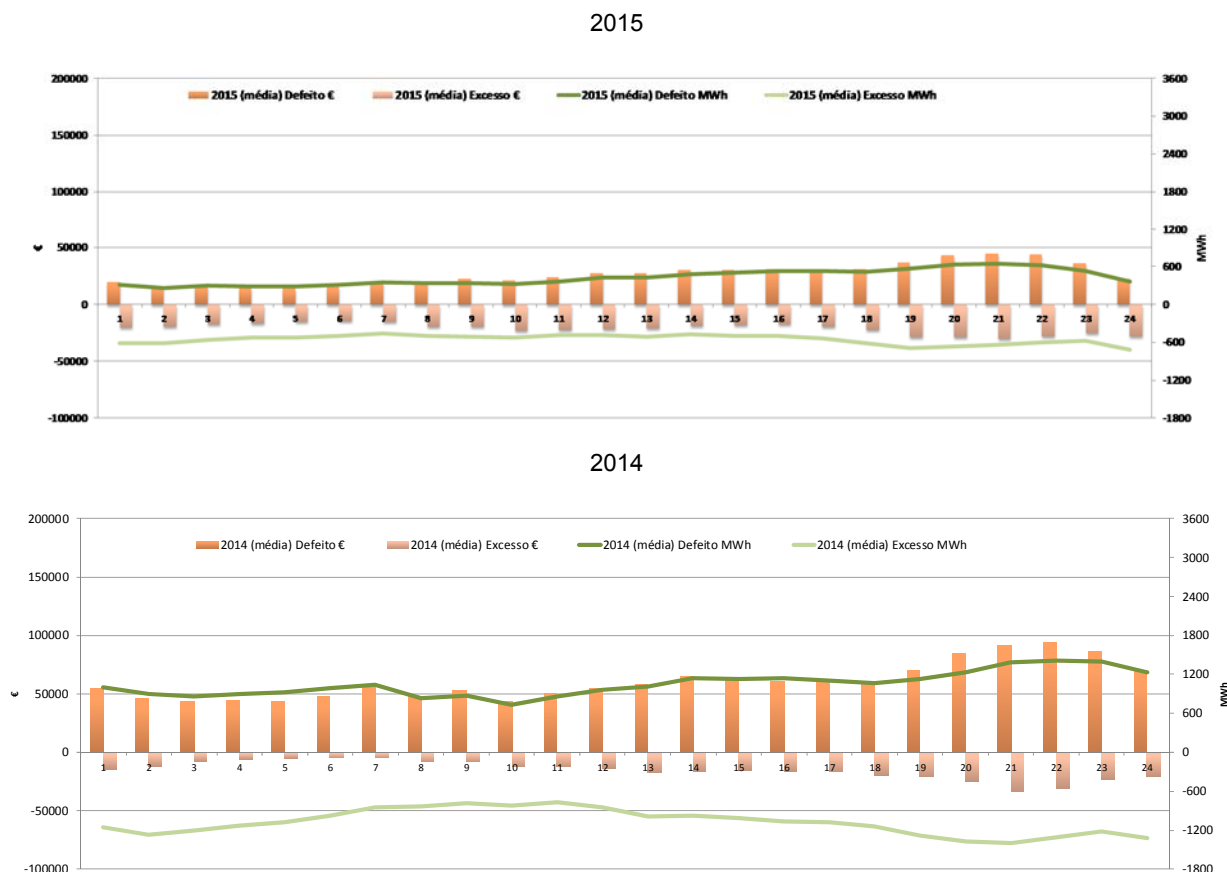
**Figura 5-7 - Consumos médios dos clientes do CUR, preços médio por hora, preço médio anual do mercado e custo médio anual de aquisição do CUR, entre 2013 e 2015**



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<sup>71</sup> e pela partilha dos custos relativos à resolução de restrições técnicas e banda de regulação. Procedeu-se à análise dos desvios, quer das quantidades quer dos valores (por defeito e excesso) para 2014 e para 2015. A Figura 5-8 apresenta essa evolução.

**Figura 5-8 - Desvios de consumos do CUR e por hora, em 2014 e 2015**



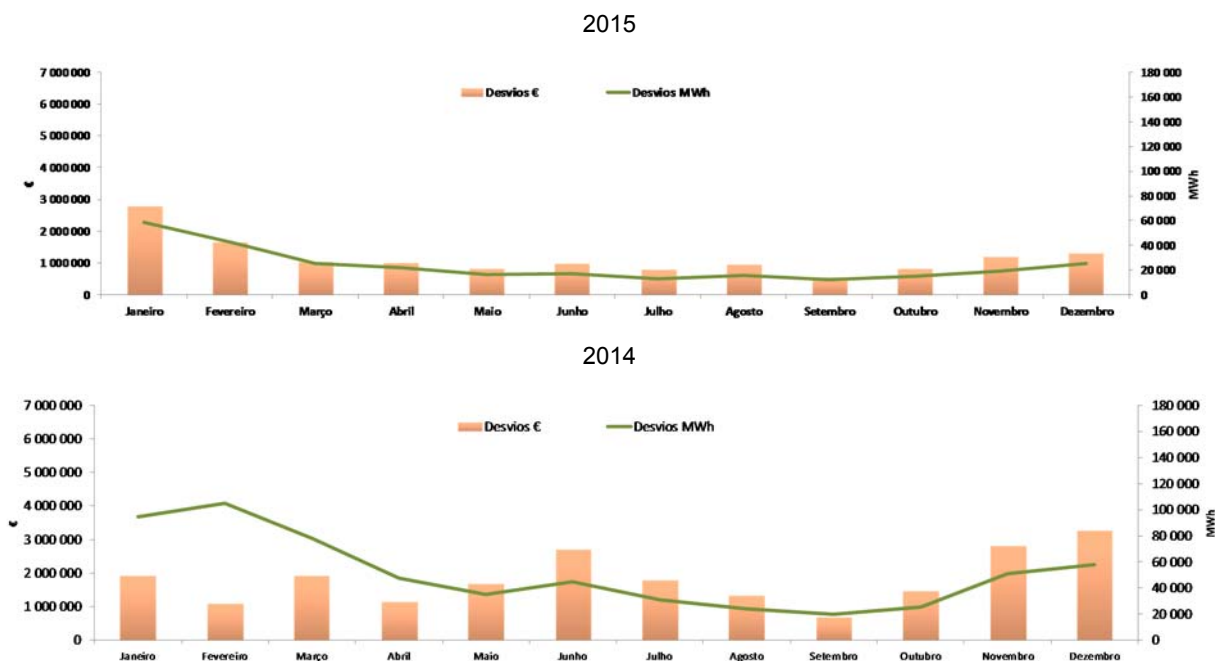
Fonte: EDP SU

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, que correspondem às horas em que o consumo da carteira de clientes do CUR é maior. Mais uma vez se nota o alisamento e a redução do consumo em 2015 comparando com o ano de 2014.

<sup>71</sup> Obtido pela diferença entre a participação verificada no mercado e o respetivo Programa Horário de Liquidação. Os encargos com regulação afetos à resolução de desvios de programação são imputados na proporção do desvio provocado por cada agente de mercado por unidade de liquidação.

Os custos totais de 2014 e de 2015 associados aos desvios da procura do CUR são apresentados na Figura 5-9.

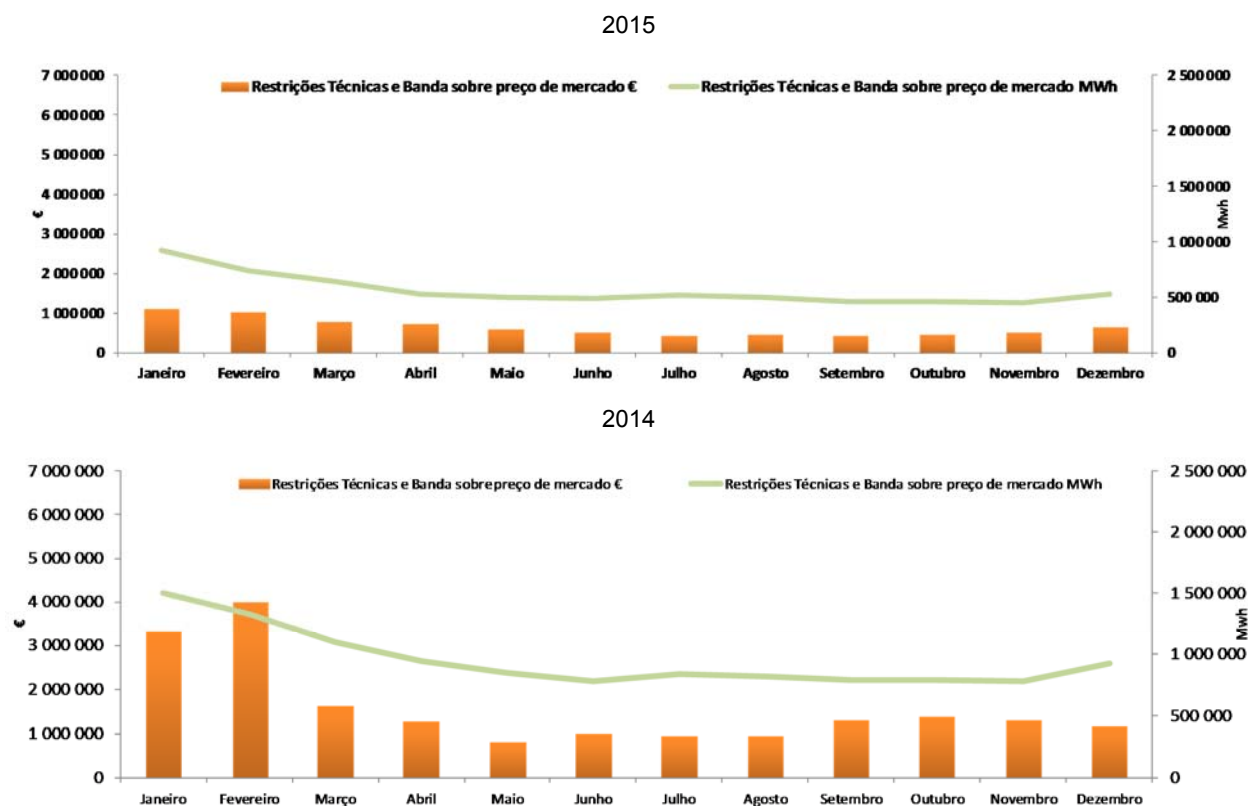
**Figura 5-9 - Desvios totais de consumos do CUR, em 2014 e 2015**



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 resolução de restrições técnicas. Estes custos não dependem da gestão do próprio comercializador, mas derivam da gestão técnica do sistema e são distribuídos por todos os consumidores na proporção do seu consumo. A Figura 5-10 apresenta, para 2014 e 2015, os encargos associados à banda de regulação e à resolução de restrições técnicas que foram imputados ao CUR.

**Figura 5-10 - Custos totais com banda de regulação e resolução de restrições técnicas imputadas ao CUR, em 2014 e 2015**



Fonte: EDP SU

A análise efetuada permitiu concluir pela diminuição da volatilidade da procura de energia elétrica dos clientes do comercializador de último recurso, que se tem verificado de forma consistente ao longo do tempo. Para além de aproximar os custos de aquisição do comercializador de último recurso dos preços médios do mercado *spot*, esta tendência poderá ter tido igualmente impacte na diminuição dos custos associados aos desvios de consumo. Os restantes encargos (banda de regulação e resolução de restrições técnicas) imputados ao comercializador de último recurso não deverão, pela sua natureza, ser diretamente influenciados pela alteração do *portfolio* deste comercializador, dado que são distribuídos proporcionalmente ao consumo de cada agente de mercado.

Deste modo, as alterações decorrentes do fim das tarifas transitórias reguladas na carteira de clientes já poderão ter impacto 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 2017.

#### 5.4 RENDAS DE CONCESSÃO DOS MUNICÍPIOS EM BT DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

A Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para 2016, veio alterar o artigo 44.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, que estabelece o regime jurídico aplicável às atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade.

A referida alteração consagrou o direito aos municípios das Regiões Autónomas receberem uma contrapartida ou remuneração anual pela utilização dos bens do domínio público ou privado municipal. Esta contrapartida é devida pela concessionária ou pela entidade que explora a atividade de distribuição de eletricidade em baixa tensão nas Regiões Autónomas, e deve ser calculada e tratada de modo equivalente ao previsto para os municípios localizados em Portugal continental<sup>72</sup>.

Importa, pois clarificar a metodologia de cálculo da contrapartida ou remuneração anual devida pela concessionária ou pela entidade que explora a rede de distribuição de energia elétrica em baixa tensão (BT) aos municípios das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

A metodologia aplicável ao cálculo da contrapartida ou remuneração anual devida aos municípios de cada região autónoma tem por base um valor de referência para o ano de 2007 para cada município, garantindo, simultaneamente, que o somatório dos valores de referência para todos os municípios para 2007 seja igual a 7,5% das receitas das vendas de energia elétrica em BT, e que o valor de referência para cada município decorra de um fator diferenciado por classes de municípios e que dependa da densidade de clientes<sup>73</sup> (clientes/km<sup>2</sup>). O montante anual da contrapartida devida pela concessionária ou pela entidade que explora a rede de distribuição de energia elétrica é atualizado, partindo o valor de referência, em conformidade com o índice de preços no consumidor e o consumo de eletricidade em BT no município.

O valor de referência resulta da aplicação da seguinte fórmula:

$$r_{ref2007}^m = (\tilde{t}_{BTN2006}^m \times c_{BTN2006}^m + \tilde{t}_{BTE2006}^m \times c_{BTE2006}^m + \tilde{t}_{IP2006}^m \times c_{IP2006}^m) \times f_{RAn2007}^m$$

<sup>72</sup> O regime jurídico que estabelece os termos do cálculo e pagamento de uma renda devida pela exploração da concessão de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) pela respetiva concessionária aos municípios do território de Portugal continental foi aprovado pelo Decreto-Lei n.º 230/2008, de 27 de novembro.

<sup>73</sup> A tabela de fatores de densidade resulta do quadro referido no n.º 14.º da Portaria n.º 437/2001, de 28 de abril, referente ao ano de 2007.

em que:

$r_{ref2007}^m$	Valor de referência da contrapartida anual para município m, no ano de 2007.
$\tilde{t}_{BTN2006}^m$	Preço médio da tarifa de venda a clientes finais na região autónoma, em BTN, cobrado em 2006 no município m.
$c_{BTN2006}^m$	Consumo de energia ativa dos clientes em BTE em 2006 no município m.
$\tilde{t}_{BTE2006}^m$	Preço médio da tarifa de venda a clientes finais na região autónoma, em BTE, cobrado em 2006 no município m.
$c_{BTE2006}^m$	Consumo de energia ativa dos clientes em BTE em 2006 no município m.
$\tilde{t}_{IP2006}^m$	Preço médio da tarifa de venda a clientes finais de iluminação pública na região autónoma, cobrado em 2006 no município m.
$c_{IP2006}^m$	Consumo de energia ativa dos fornecimentos para iluminação pública em 2006 no município m.
$f_{RAn2007}^m$	Fator de densidade aplicado ao consumo de baixa tensão, calculado com base na tabela de fatores de densidade e ajustado para que o fator de densidade global, correspondente ao conjunto dos municípios da região autónoma RAn, seja igual a 7,5 %.

A tabela de fatores de densidade referida a propósito de  $f_{RAn2007}^m$  resulta do quadro referido no n.º 14.º da Portaria n.º 437/2001, de 28 de abril, referente ao ano de 2007, e é a seguinte:

Classe de densidade (d)	Valor percentual do fator de densidade a aplicar
$d < 15 \text{ clientes}/\text{km}^2$	14,40
$15 \leq d < 40 \text{ clientes}/\text{km}^2$	13,20
$40 \leq d < 125 \text{ clientes}/\text{km}^2$	9,60
$125 \leq d < 400 \text{ clientes}/\text{km}^2$	6,00
$d > 400 \text{ clientes}/\text{km}^2$	4,80

A contrapartida ou remuneração anual é considerada nos proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica em BT após celebração, entre os municípios das Regiões Autónomas e a concessionária

ou entidade que explora a rede de distribuição em BT, de contrato ou de qualquer outro instrumento jurídico de igual eficácia que contenha a informação necessária para o cálculo do valor, nomeadamente o consumo de energia elétrica dos fornecimentos em baixa tensão verificado em 2006 em cada município das Regiões Autónomas, os termos e condições do pagamento da contrapartida ou remuneração anual ao município em causa, bem como o valor de referência apurado.

Os valores referentes ao valor da contrapartida ou remuneração anual a considerar em tarifas de 2017, nos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica das empresas reguladas das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, foram calculados pela ERSE tendo por base a informação recebida da EDA e da EEM, da evolução por município dos consumos de eletricidade, do número de consumidores e da densidade geográfica.



## **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 2016 e 2017 e analisam-se os dados reais do consumo de eletricidade do ano 2015, que influenciam o cálculo dos ajustamentos a repercutir nos proveitos permitidos de 2017.

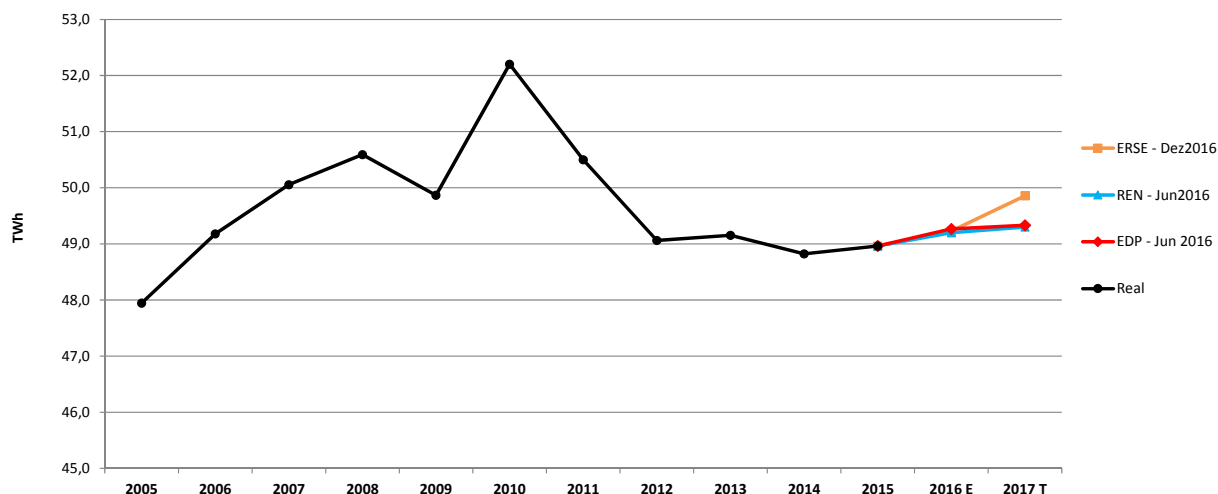
### **6.1 PREVISÃO DA PROCURA**

Nos termos regulamentares, em junho de 2016, a REN, a EDP Distribuição, a EDP Serviço Universal, a EDA e a EEM apresentaram as estimativas para o ano de 2016 e as previsões para o ano de 2017 de evolução da procura para efeitos do cálculo tarifário de 2017, que refletem as perspetivas destas empresas para a evolução do consumo e do número de consumidores de eletricidade.

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 2017, que considera para o ano de 2016 uma subida de 0,5% no consumo referido à emissão e para 2017 um acréscimo de 1,3%, atingindo 49,8TWh, em linha com as projeções da evolução da economia portuguesa.

A Figura 6-1 sintetiza a evolução do consumo referido à emissão considerado pela ERSE, bem como as perspetivas da REN e da EDP Distribuição.

**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 2017 os cenários de procura apresentados pela EDA e pela EEM para os anos de 2016 e 2017.

No documento “Caracterização da procura de energia elétrica em 2017” encontram-se mais desenvolvimentos e os pressupostos que justificam a previsão da procura considerada pela ERSE no exercício tarifário de 2017.

## 6.2 DESVIOS DA PROCURA

### BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA NO CONTINENTE

A comparação do balanço de energia elétrica verificado em 2015 com os valores previstos em 2014 para fixação das tarifas de 2015 coloca em evidência as seguintes diferenças:

- O consumo referido à emissão atingiu 48 961 GWh, situando-se 1,7% abaixo do valor previsto pela ERSE no cálculo das tarifas de 2015;
- O valor real dos fornecimentos totais a clientes atingiu 44 277 GWh, o que significa um decréscimo de 0,8% face à previsão;

- O consumo dos clientes em mercado livre foi de 38 602 GWh, situando-se 3,4% abaixo do valor previsto. No que diz respeito aos fornecimentos do CUR, atingiram 5 675 GWh, o que corresponde a um desvio por excesso de 22,2% em relação à previsão;
- A taxa de perdas na rede de transporte<sup>74</sup> em 2015 (1,34%) situou-se abaixo da previsão para tarifas (1,49%);
- A taxa de perdas nas redes de distribuição<sup>75</sup> situou-se em 9,77%, face a 10,41% previsto no cálculo tarifário de 2015, continuando em trajetória descendente face ao máximo histórico ocorrido em 2013 (11,22%).

Os quadros seguintes permitem comparar os valores ocorridos no ano de 2015 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 2015.

**Quadro 6-1 - Consumo referido à emissão**

	2015 (real)	Tarifas 2015			Proposta REN para Tarifas 2015		
		GWh	2015 (real - previsto)		GWh	2015 (real - previsto)	
			GWh	%		GWh	%
<b>= EMISSÃO PARA A REDE PÚBLICA</b> (Variação média anual)	<b>48 961</b> 0,3%	<b>49 793</b> 0,8%	<b>-832</b>	<b>-1,7%</b>	<b>48 800</b> 0,0%	<b>161</b>	<b>0,3%</b>
- Perdas na rede de Transporte (perdas/emissão)	658 1,34%	740 1,49%	-82	-11,1%	726 1,49%	<b>-68</b>	
- Consumos Próprios	14	14	0		14	<b>0</b>	
<b>= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO</b> (incluindo os consumos em MAT)	<b>48 289</b> 0,6%	<b>49 038</b> 1,0%	<b>-750</b>	<b>-1,5%</b>	<b>48 060</b> 0,1%	<b>229</b>	<b>0,5%</b>

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 6-2, o qual incorpora dados físicos e dados comerciais.

Fonte: ERSE, REN

<sup>74</sup> Taxa de perdas na rede de transporte = Perdas na rede de transporte em GWh / Consumo referido à emissão em GWh.

<sup>75</sup> 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 6-2 - Balanço de energia elétrica da EDP Distribuição**

	2015 (real)	Tarifas 2015			Proposta EDP Distribuição Tarifas 2015		
		GWh	2015 (real - previsto)		GWh	2015 (real - previsto)	
			GWh	%		GWh	%
<b>= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO</b> (incluindo os consumos em MAT)	<b>48 392</b>	<b>49 038</b>	<b>-647</b>	<b>-1,3%</b>	<b>48 074</b>	<b>318</b>	<b>0,7%</b>
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	4 116 9,77%	4 421 10,41%	-305	-6,9%	4 334 10,41%	-218	-5,0%
<b>= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO COMERCIALIZADOR REGULADO E A CLIENTES NO MERCADO</b>	<b>44 277</b>	<b>44 617</b>	<b>-340</b>	<b>-0,8%</b>	<b>43 740</b>	<b>537</b>	<b>1,2%</b>
Clientes do comercializador de último recurso	5 675	4 644	1 031	22,2%	7 441	-1 766	-23,7%
MAT	0	0	0	n.a.	0	0	n.a.
AT	22	0	22	n.a.	0	22	n.a.
MT	255	168	87	51,8%	202	52	25,8%
BT	5 399	4 476	923	20,6%	7 239	-1 840	-25,4%
Clientes no mercado	38 602	39 973	-1 371	-3,4%	36 299	2 304	6,3%
MAT	2 152	2 148	5	0,2%	2 105	47	2,2%
AT	6 753	7 032	-279	-4,0%	6 894	-141	-2,0%
MT	14 026	13 811	216	1,6%	13 501	526	3,9%
BT	15 670	16 983	-1 313	-7,7%	13 799	1 872	13,6%

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 6-1, que se baseia apenas em dados físicos.

Fonte: ERSE, EDP

### BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

O Quadro 6-3 apresenta o balanço de energia elétrica ocorrido em 2014 e em 2015, bem como os valores previstos em 2014 para fixação das tarifas de 2015. A análise deste quadro evidencia os seguintes aspetos:

- O consumo referido à emissão, na Região Autónoma dos Açores atingiu os 771,5 GWh, situando-se 1,4% acima do previsto em tarifas de 2015, e apresentando uma ligeira tendência de subida após quatro anos em queda (de 2011 a 2014);
- A emissão para a rede das centrais da EDA atingiu os 496,2 GWh, que representa um acréscimo de 2,5% relativamente a 2014 e um desvio por excesso de 5,9% face à previsão para tarifas 2015;
- As aquisições a produtores do SIA reduziram 3,8% face a 2014 e ficaram 6,0% abaixo do previsto para tarifas de 2015, situando-se em 275,0 GWh;
- De 2014 para 2015 os fornecimentos registaram um acréscimo de 0,5%, tendo atingido 720,2 GWh, o que representa um desvio de +1,9% face ao previsto no cálculo tarifário de 2015. A análise por níveis de tensão mostra que em 2015 houve uma recuperação dos fornecimentos em MT (+1,4%), situando-se 6,0% acima da previsão, enquanto na BT o desvio face ao previsto para

o cálculo tarifário de 2015 foi de sentido contrário (-0,6%), em resultado do decréscimo de fornecimentos que se observa face a 2014 (-0,1%);

- A taxa de perdas de 2015 foi de 6,9%, inferior ao valor previsto em 0,59 pontos percentuais.

**Quadro 6-3 - Balanço de energia elétrica da EDA**

	2014 (real)	2015 (real)	Δ%	Tarifas 2015 = Proposta EDA		
	MWh	MWh	%	MWh	2015 (real - previsto)	
					MWh	%
<b>Produção</b>						
Centrais da EDA	502 574	515 663	2,6%	486 285	29 378	6,0%
Consumo e perdas nas centrais	18 751	19 502	4,0%	17 919	1 582	8,8%
Emissão própria	483 823	496 161	2,5%	468 365	27 796	5,9%
Outros produtores do SPA	0	0		0	0	
Microgeração	356	376		360		
Produtores do SIA	285 938	274 980	-3,8%	292 441	-17 462	-6,0%
<b>Consumo referido à emissão</b>	<b>770 118</b>	<b>771 517</b>	<b>0,2%</b>	<b>761 167</b>	<b>10 334</b>	<b>1,4%</b>
<b>Consumos próprios</b>	<b>1 557</b>	<b>1 543</b>	<b>-0,9%</b>	<b>1 313</b>	<b>230</b>	
<b>Fornecimentos</b>	<b>716 791</b>	<b>720 152</b>	<b>0,5%</b>	<b>706 810</b>	<b>13 341</b>	<b>1,9%</b>
Entregas a clientes do Mercado Livre	0	0		0	0	
Fornecimentos no Mercado Regulado	716 791	720 152	0,5%	706 810	13 341	1,9%
MT	275 068	278 926	1,4%	263 054	15 873	6,0%
BT	441 722	441 225	-0,1%	443 756	-2 531	-0,6%
<b>Energia saída da rede</b>	<b>718 347</b>	<b>721 695</b>	<b>0,5%</b>	<b>708 123</b>	<b>13 572</b>	<b>1,9%</b>
<b>Perdas na rede</b>	<b>51 770</b>	<b>49 822</b>	<b>-3,8%</b>	<b>53 044</b>	<b>-3 238</b>	<b>-6,1%</b>
<b>Taxa de perdas<sup>[1]</sup></b>	<b>7,22%</b>	<b>6,92%</b>	<b>-0,3 p.p.</b>	<b>7,50%</b>		<b>-0,59 p.p.</b>

Nota [1]: Taxa de perdas = Perdas na rede / Fornecimentos

Fonte: ERSE, EDA

#### BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

No Quadro 6-4 é apresentado o balanço de energia elétrica da EEM. São analisados os valores verificados em 2014 e em 2015 e os valores aceites nas tarifas para 2015. Da análise do quadro evidenciam-se os seguintes pontos:

- Em 2015, a energia entrada na rede (859,2 GWh) apresenta um decréscimo de 0,1% face ao valor de 2014 e um desvio de -0,6% face à previsão para o cálculo tarifário de 2015;
- As centrais da EEM tiveram um aumento da emissão para a rede de 0,9% face a 2014, enquanto a produção não vinculada teve uma quebra de 3,9%. Em relação às previsões para tarifas de

2015, verificam-se desvios de -0,1% e de -3,4%, respetivamente nas centrais da EEM e nas centrais do SIM;

- O consumo referido à emissão (857,3 GWh) registou em 2015 um decréscimo de 0,2% face a 2014 e um desvio de -0,7% comparativamente com as previsões para tarifas de 2015;
- Os fornecimentos atingiram 784,3 GWh em 2015, que corresponde a uma quebra de 0,2% em relação a 2014 e a um desvio por defeito de 0,7% face à previsão de tarifas 2015. Por níveis de tensão, verificam-se comportamentos opostos dos fornecimentos em AT/MT, que cresceram 5,4%, e dos de BT, que decresceram 2,0% face a 2014. Comparativamente com as previsões para tarifas 2015, o desvio dos fornecimentos em AT/MT foi de +4,8%, enquanto na BT esta diferença foi de -2,4%;
- Em 2015, a taxa de perdas na rede situou-se em 9,2%, em linha com o valor previsto para tarifas 2015.

**Quadro 6-4 - Balanço de energia elétrica da EEM**

	2014 (real)	2015 (real)	Δ% 2014/2015	Tarifas 2015 = Proposta EEM		
				MWh	2015 (real - previsto)	
	MWh	MWh	%		MWh	MWh
<b>Produção</b>						
Centrais da EEM	518 983	529 100	1,9%	523 393	5 707	1,1%
Consumo e perdas nas centrais	10 380	15 939	53,6%	9 584	6 355	66,3%
Emissão própria	508 603	513 161	0,9%	513 809	-648	-0,1%
Outros produtores do SPM	192 394	192 922	0,3%	192 000	922	0,5%
Produtores do SIM	159 282	153 070	-3,9%	158 426	-5 356	-3,4%
<b>Total da energia entrada na rede</b>	<b>860 279</b>	<b>859 152</b>	<b>-0,1%</b>	<b>864 234</b>	<b>-5 082</b>	<b>-0,6%</b>
<b>Bombagem</b>	<b>1 330</b>	<b>1 828</b>	<b>37,5%</b>	<b>1 000</b>	<b>828</b>	<b>82,8%</b>
<b>Consumo referido à emissão</b>	<b>858 949</b>	<b>857 324</b>	<b>-0,2%</b>	<b>863 234</b>	<b>-5 911</b>	<b>-0,7%</b>
<b>Consumos próprios</b>	<b>990</b>	<b>949</b>	<b>-4,1%</b>	<b>993</b>	<b>-44</b>	<b>-4,4%</b>
<b>Fornecimentos</b>	<b>785 619</b>	<b>784 348</b>	<b>-0,2%</b>	<b>789 658</b>	<b>-5 310</b>	<b>-0,7%</b>
Entregas a clientes no Mercado Livre	0	0		0	0	
Fornecimentos no Mercado Regulado	785 619	784 348	-0,2%	789 658	-5 310	-0,7%
AT/MT	193 205	203 632	5,4%	194 391	9 240	4,8%
BT	592 413	580 716	-2,0%	595 267	-14 550	-2,4%
<b>Energia saída da rede</b>	<b>786 609</b>	<b>785 297</b>	<b>-0,2%</b>	<b>790 651</b>	<b>-5 354</b>	<b>-0,7%</b>
<b>Perdas nas redes</b>	<b>72 340</b>	<b>72 027</b>	<b>-0,4%</b>	<b>72 583</b>	<b>-557</b>	<b>-0,8%</b>
<b>Taxa de perdas <sup>(1)</sup></b>	<b>9,21%</b>	<b>9,18%</b>	<b>-0,03 p.p.</b>	<b>9,19%</b>		<b>-0,01 p.p.</b>

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 subsidiação 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.

## ANEXO - POTÊNCIAS INSTALADAS NOS CENTROS ELETROPRODUTORES

No quadro seguinte encontram-se os titulares e as potências instaladas dos centros electroprodutores, indicados pela Direção Geral de Energia e Geologia, para efeitos da repartição do financiamento da tarifa social no presente exercício tarifário. Nos termos 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, e pela Lei nº 7-A/2016, de 30 de março, que aprova o Orçamento do Estado para o ano de 2016 esta repartição é efetuada na proporção da potência instalada.

### Centros electroprodutores considerados na repartição do financiamento da tarifa social

Centrais	Titulares	2014		2015		Observações
		MVA	MW	MVA	MW	
CH AGUIEIRA	EDP PRODUÇÃO	300	267	300	267	
CH ALQUEVA	HIDROELÉCTRICA DO GUADIANA	294	240	294	240	
CH ALQUEVA II	HIDROELÉCTRICA DO GUADIANA	286	257	286	257	
CH ALTO LINDOSO	EDP PRODUÇÃO	700	630	700	630	
CH ALTO RABAGÃO	EDP PRODUÇÃO	90	72	90	72	
CH BAIXO SABOR JUSANTE	EDP PRODUÇÃO	40	36	40	36	
CH BAIXO SABOR MONTANTE	EDP PRODUÇÃO			170	153	Nova em 2015. Potência instalada sujeita a confirmação
CH BELVER	EDP PRODUÇÃO	96	81	96	81	
CH BEMPOSTA	EDP PRODUÇÃO	234	210	234	210	
CH BEMPOSTA II	EDP PRODUÇÃO	212	191	212	191	
CH BOUÇÁ	EDP PRODUÇÃO	56	50	56	50	
CH BOUÇOAIS-SONIM	PEBBLE HYDRO	12	11	12	11	Não é PRO, mas potência instalada superior a 10 MVA
CH BRAGADAS	EMP. HID. ALTO TÂMEGA E BARROSO	13	12	13	12	Não é PRO, mas potência instalada superior a 10 MVA
CH CABRIL	EDP PRODUÇÃO	123	98	123	98	
CH CABRIZ	MUNICIPIO DE RIBEIRA DE PENA	12	10	12	10	Não é PRO, mas potência instalada superior a 10 MVA
CH CALDEIRÃO	EDP PRODUÇÃO	40	32	40	32	
CH CANIÇADA	EDP PRODUÇÃO	68	60	68	60	
CH CARRAPATELO	EDP PRODUÇÃO	201	180	201	180	
CH CASTELO DO BODE	EDP PRODUÇÃO	174	141	174	141	
CH CRESTUMA-LEVER	EDP PRODUÇÃO	108	105	108	105	
CH DESTERRO II	EDP PRODUÇÃO	15	13	15	13	
CH FRATEL	EDP PRODUÇÃO	150	130	150	130	
CH LINDOSO	EDP PRODUÇÃO					Parada desde 2013. Excluída da repartição do financiamento
CH MIRANDA	EDP PRODUÇÃO	390	363	390	363	
CH NUNES	PEBBLE HYDRO	12	11	12	11	Não é PRO, mas potência instalada superior a 10 MVA
CH PEDROGÃO	HIDROELÉCTRICA DO GUADIANA	11	10	11	10	Não é PRO, mas potência instalada superior a 10 MVA
CH PENACOVA	EDP PRODUÇÃO	11	11	11	11	Não é PRO, mas potência instalada superior a 10 MVA
CH PICOTE	EDP PRODUÇÃO	216	180	216	180	
CH PICOTE II	EDP PRODUÇÃO	273	246	273	246	
CH POCINHO	EDP PRODUÇÃO	186	166	186	166	
CH PONTE DE JUGAIS	EDP PRODUÇÃO	22	19	22	19	
CH PRACANA	EDP PRODUÇÃO	48	41	48	41	
CH RAIVA	EDP PRODUÇÃO	26	23	26	23	
CH RÉGUA	EDP PRODUÇÃO	174	156	174	156	
CH RIBEIRADIO	EDP PRODUÇÃO			83	75	Nova em 2015
CH SABUGUEIRO II	EDP PRODUÇÃO	11	10	11	10	Não é PRO, mas potência instalada superior a 10 MVA
CH SABUGUEIRO I	EDP PRODUÇÃO	16	13	16	13	
CH SALAMONDE	EDP PRODUÇÃO	50	42	50	42	
CH SALAMONDE II	EDP PRODUÇÃO			244	220	Nova em 2015
CH SANTA LUZIA	EDP PRODUÇÃO	32	29	32	29	
CH TABUAÇO	EDP PRODUÇÃO	80	64	80	64	
CH TERRAGIDO	PEBBLE HYDRO	12	11	12	11	Não é PRO, mas potência instalada superior a 10 MVA
CH TORRÃO	EDP PRODUÇÃO	160	146	160	146	
CH TOUVEDO	EDP PRODUÇÃO	24	22	24	22	
CH VALEIRA	EDP PRODUÇÃO	240	216	240	216	
CH VAROSA (EX. CHOALHO)	EDP PRODUÇÃO	30	25	30	25	
CH VENDA NOVA II - FRADES	EDP PRODUÇÃO	213	196	213	196	
CH VILA COVA	EDP PRODUÇÃO	26	23	26	23	
CH VILA NOVA + PARADELA	EDP PRODUÇÃO	163	136	163	136	
CH VILARINHO DAS FURNAS	EDP PRODUÇÃO	161	138	161	138	
CCGN PEGO	ENDESA	1 006	845	1 006	845	
CCGN TAPADA DO OUTEIRO	TURBOGAS	1 191	1 057	1 191	1 057	
CCGN LARES	EDP PRODUÇÃO	1 061	902	1 061	902	
CCGN RIBATEJO	EDP PRODUÇÃO	1 346	1 210	1 346	1 210	
PEGO	TEJO ENERGIA	724	615	724	615	
SETÚBAL	EDP PRODUÇÃO					Encerrou em 2013
SINES	EDP PRODUÇÃO	1 443	1 259	1 443	1 259	
TUNES	EDP PRODUÇÃO					Encerrou em 2014

**Notas:**

- 1) Para 2017, prevê-se a entrada em funcionamento de 2 aproveitamentos hídricos: Venda Nova III (799 MW) e Foz Tua (261 MW).
- 2) Tanto para 2016 como para 2017, não estão previstas baixas.