

**PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA  
2018 DAS EMPRESAS REGULADAS DO  
SETOR ELÉTRICO**

Dezembro 2017

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	Variáveis monetárias	5
2.2	Custos de aquisição de energia elétrica	15
<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 2016 e de 2017	36
3.2.1	Ajustamentos de 2016	36
3.2.2	Ajustamentos provisórios de 2017	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	49
4.2	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária da RNT	65
4.2.1	Atividade de Gestão Global do Sistema	66
4.2.1.1	Proveitos permitidos	66
4.2.1.2	Ajustamentos	75
4.2.2	Atividade de Transporte de Energia Elétrica	84
4.2.2.1	Proveitos permitidos	84
4.2.2.2	Ajustamentos	90
4.3	Atividade desenvolvida pelo Operador Logístico de Mudança de Comercializador	98
4.4	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição	101
4.4.1	Atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	102
4.4.1.1	Proveitos permitidos	102
4.4.1.2	Ajustamentos	133
4.4.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	138
4.4.2.1	Proveitos permitidos	138
4.4.2.2	Componente 1	155
4.4.2.3	Componente 2	157
4.5	Atividades desenvolvidas pelo comercializador de último recurso	159
4.5.1	Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	159
4.5.1.1	Proveitos permitidos	159
4.5.1.2	Ajustamentos	167
4.5.2	Atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição	177
4.5.2.1	Proveitos permitidos	177
4.5.3	Atividade de Comercialização	178
4.5.3.1	Proveitos permitidos	178
4.6	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores	181

4.6.1	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	182
4.6.1.1	Proveitos permitidos .....	182
4.6.1.2	Ajustamentos .....	191
4.6.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica .....	202
4.6.2.1	Proveitos permitidos .....	203
4.6.2.2	Ajustamentos .....	206
4.6.3	Atividade de Comercialização de Energia Elétrica .....	212
4.6.3.1	Proveitos permitidos .....	213
4.6.3.2	Ajustamentos .....	215
4.6.4	Proveitos Permitidos à EDA para 2017.....	219
4.6.5	Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores.....	220
4.6.6	Proveitos a proporcionar por atividade na Região Autónoma do Açores em 2018 .....	222
4.7	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma da Madeira .....	224
4.7.1	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	225
4.7.1.1	Proveitos permitidos .....	225
4.7.1.2	Ajustamentos .....	230
4.7.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica .....	239
4.7.2.1	Proveitos permitidos .....	240
4.7.2.2	Ajustamentos .....	242
4.7.3	Atividade de Comercialização de Energia Elétrica .....	248
4.7.3.1	Proveitos permitidos .....	248
4.7.3.2	Ajustamentos .....	250
4.7.4	Proveitos Permitidos à EEM para 2018 .....	254
4.7.5	Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira.....	257
<b>5</b>	<b>ANÁLISES COMPLEMENTARES.....</b>	<b>259</b>
5.1	Preços de transferência .....	259
5.1.1	Enquadramento .....	259
5.1.3	Impactos da análise aos Preços de Transferência em Tarifas 2018 .....	260
5.1.1.1	REN SA .....	261
5.1.1.2	EDP D.....	262
5.1.1.3	EDA .....	267
5.2	Custos de referência para o Comercializador de Último Recurso.....	269
5.3	Aquisições de energia elétrica para fornecimento dos clientes do CUR .....	272
5.3.1	Enquadramento .....	272
5.3.2	Análise.....	272
5.4	Contrapartida aos municípios das Regiões Autónomas .....	285
<b>6</b>	<b>ANÁLISE DO BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA .....</b>	<b>289</b>
6.1	Previsão da procura .....	289
6.2	Desvios da procura .....	291
<b>7</b>	<b>INFORMAÇÃO RECEBIDA.....</b>	<b>297</b>
	<b>ANEXO - POTÊNCIAS INSTALADAS NOS CENTROS ELETROPRODUTORES.....</b>	<b>299</b>

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Evolução das <i>yields</i> das obrigações a 2 anos da República Portuguesa.....	7
Figura 2-2 - Taxas <i>refi</i> e da facilidade de depósito do BCE e taxas Euribor a 1 semana e 12 meses .....	9
Figura 2-3 - Taxa <i>refi</i> e inflação Zona Euro.....	10
Figura 2-4 - <i>Yields</i> das obrigações a 2 anos de Portugal, Alemanha, França e Irlanda .....	11
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 .....	12
Figura 2-6 - Preços médios do mercado diário em Portugal.....	16
Figura 2-7 - Preços médios do mercado diário em Espanha.....	17
Figura 2-8 - Diferencial de preço entre Portugal e Espanha.....	18
Figura 2-9 - Efeito de restrições de capacidade de interligação no diferencial de preços entre Portugal e Espanha .....	19
Figura 2-10 - Diferencial de preços entre Espanha e França .....	20
Figura 2-11 - Capacidade de interligação entre Espanha e França .....	21
Figura 2-12 - Diferenciais de preços de energia elétrica entre Portugal e Espanha, entre Espanha e França e entre Espanha e Alemanha.....	22
Figura 2-13 - Capacidade e ocupação das interligações entre Portugal-Espanha e Espanha-França .....	23
Figura 2-14 - Evolução do preço <i>spot</i> e dos mercados de futuros .....	24
Figura 2-15 - Preços médios mensais energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> (euros) base 100 2004.....	25
Figura 2-16 - Média móvel mensal preços <i>spot</i> energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> (euros) base 100 2004.....	26
Figura 2-17 - Energia transacionada no mercado ibérico por tecnologia .....	27
Figura 2-18 - Satisfação do consumo referido à emissão em Portugal .....	28
Figura 2-19 - Evolução preço diário <i>Brent</i> (EUR/bbl) desde 2014.....	29
Figura 2-20 - Preço de futuros petróleo <i>Brent</i> para entrega em dezembro de 2018 .....	30
Figura 2-21 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (índice 2011=100, com base na cotação EUR/ton) .....	31
Figura 2-22 - 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) .....	32
Figura 4-1 - Evolução do preço médio mensal de mercado no pólo português .....	53
Figura 4-2 – Desvios em 2016 do <i>mark-up</i> das centrais com CAE .....	54
Figura 4-3 - Mecanismo de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia em 2016 ....	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 2016 Média aritmética mensal .....	59
Figura 4-5 – Receita unitária nos diferentes referenciais de contratação para os períodos horários (Cheias, Ponta e Vazio) e para todas as horas (base), em 2016 Média mensal ponderada por volume negociado .....	60
Figura 4-6 - Desvios em 2017 do <i>mark-up</i> das centrais com CAE .....	64
Figura 4-7 - Quantidades produzidas previstas e estimadas.....	65

Figura 4-8 - Investimento a custos técnicos na atividade de Gestão Global do Sistema.....	66
Figura 4-9 - Compensação entre TSO .....	95
Figura 4-10 - Evolução da taxa combinada de disponibilidade entre 2009-2016 .....	97
Figura 4-11 - Ajustamento anual do montante dos CMEC por parcela .....	123
Figura 4-12 - Produção das centrais com CMEC e índice de produtividade hidroelétrica .....	124
Figura 4-13 - Receita unitária das centrais com CMEC definida no cálculo do valor inicial e no cálculo do ajustamento anual .....	125
Figura 4-14 - Encargo de energia unitário das centrais com CMEC definido no cálculo do valor inicial e no cálculo do ajustamento anual .....	126
Figura 4-15 - Margem unitária de exploração das centrais com CMEC definida no cálculo do valor inicial e no cálculo do ajustamento anual .....	127
Figura 4-16 - Mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição.....	151
Figura 4-17 - Evolução das perdas verificadas nas redes de distribuição no seu referencial de saída .....	153
Figura 4-18 - Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição .....	154
Figura 4-19- Componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2016 .....	157
Figura 4-20 - Componente 2 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2016 .....	159
Figura 4-21 - Evolução das quantidades da PRE por tecnologia .....	163
Figura 4-22 - Evolução do custo unitário PRE por tecnologia .....	165
Figura 4-23 - Peso de cada tecnologia no custo total da PRE .....	166
Figura 4-24 - Custo unitário variável das centrais térmicas da EDA (EUR/MWh) .....	183
Figura 4-25 - Custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica ocorrido e previstos .....	184
Figura 4-26 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA .....	191
Figura 4-27 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS.....	193
Figura 4-28 – Cotação das licenças de emissão de CO <sub>2</sub> em mercado secundário (EEX), 2016 .....	197
Figura 4-29 – Custos de aquisição de licenças de emissão de CO <sub>2</sub> na RAA, 2016.....	198
Figura 4-30 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA.....	205
Figura 4-31 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE .....	209
Figura 4-32 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA.....	215
Figura 4-33 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de CEE .....	217
Figura 4-34 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EDA de 2003 a 2018 .....	222
Figura 4-35 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM.....	230
Figura 4-36 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS.....	232
Figura 37 – Custos de aquisição de licenças de emissão de CO <sub>2</sub> na RAM, 2016 .....	236
Figura 4-38 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM .....	241

Figura 4-39- Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE .....	245
Figura 4-40 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM .....	250
Figura 4-41 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de CEE .....	253
Figura 4-42 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EEM .....	258
Figura 5-1 - Análise DEA sem <i>Outliers</i> .....	270
Figura 5-2 - Análise DEA sem <i>Outliers</i> aplicada aos Clusters .....	271
Figura 5-3- Estrutura do custo de aquisição de eletricidade pelo CUR, em 2015 e 2016 .....	273
Figura 5-4 - Preços médios de mercado mensais, de 2012 a 2016 .....	275
Figura 5-5 - Preços médios de mercado por hora, de 2012 a 2016 .....	277
Figura 5-6 - Consumos do CUR em 2015 e 2016 por períodos (I, II, III e IV) .....	279
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 2014 e 2016 .....	281
Figura 5-8 - Desvios de consumos do CUR e por hora, de 2014 e 2016 .....	282
Figura 5-9 - Desvios totais de consumos do CUR, em 2015 e 2016 .....	283
Figura 5-10 – Evolução dos desvios totais de consumo anuais do CUR, desde 2012 .....	283
Figura 5-11 - Custos totais com banda de regulação e resolução de restrições técnicas imputadas ao CUR, em 2015 e 2016 .....	284
Figura 5-12 – Evolução dos desvios totais de consumo anuais do CUR, desde 2012 .....	284
Figura 6-1 - Evolução do consumo referido à emissão em Portugal continental.....	290

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Previsões para o deflator do PIB .....	6
Quadro 2-2 - Previsões das empresas para o deflator do PIB .....	6
Quadro 2-3 – Taxa de remuneração para 2016 e 2017 .....	13
Quadro 2-4 – Taxas de remuneração estimadas para 2018 .....	14
Quadro 2-5 - Taxas de juro e <i>spreads</i> .....	15
Quadro 2-6 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes .....	33
Quadro 3-1 - Proveitos permitidos em 2018 por atividade no Continente .....	35
Quadro 3-2 - Proveitos permitidos das Regiões Autónomas .....	36
Quadro 3-3 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2016 a refletir em 2018, no Continente .....	38
Quadro 3-4 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2016 a refletir em 2018, nas Regiões Autónomas.....	40
Quadro 3-5 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2017 a refletir em 2018, no Continente .....	42
Quadro 3-6 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2017 a refletir em 2018, nas Regiões Autónomas .....	43
Quadro 4-1 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE previsto para 2018 .....	46
Quadro 4-2 - Principais pressupostos do cálculo do diferencial de custo previsto para 2018 .....	48
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 2016.....	50
Quadro 4-5 – Desvios em 2016 do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE .....	51
Quadro 4-6 – Desvios em 2016 da produção das centrais com CAE .....	52
Quadro 4-7 – Desvios em 2016 do custo variável unitário de produção (sem CO <sub>2</sub> ) das centrais com CAE.....	52
Quadro 4-8 – Desvios em 2016 da receita unitária de venda da energia elétrica das centrais com CAE.....	53
Quadro 4-9 - Proveitos com o mecanismo de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia em 2016.....	56
Quadro 4-10 - Volumes de contratação nos diferentes referenciais de mercado.....	58
Quadro 4-11 - Valores parciais e cálculo do prémio PAM do incentivo CAE em 2016 .....	61
Quadro 4-12 - Proveitos Prémio de Adequação em Mercado em 2016 .....	61
Quadro 4-13 - Cálculo do ajustamento provisório da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, em 2017 .....	62
Quadro 4-14 - Desvio do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE estimado para 2017.....	63
Quadro 4-15 - Pressupostos considerados.....	64
Quadro 4-16 - Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas .....	68
Quadro 4-17 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos da Enondas.....	70

Quadro 4-18 – Montantes dos incentivos à garantia de potência e respetiva repercussão nos proveitos permitidos, desagregado por central .....	72
Quadro 4-19 - Proveitos permitidos na atividade de Gestão Global do Sistema.....	75
Quadro 4-20 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade GGS em 2016 .....	77
Quadro 4-21 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	78
Quadro 4-22 - Custos de exploração afetos à gestão do sistema, líquidos dos proveitos de gestão do sistema que não resultam da aplicação da Tarifa de UGS .....	79
Quadro 4-23 - Resumo ajustamento PPEC t-2 .....	82
Quadro 4-24 - Valor previsto do desvio da recuperação do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, pago durante o ano t-1.....	83
Quadro 4-25 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2017 da GGS.....	83
Quadro 4-26 - Imobilizado a custos de referência relativo a investimento transferido para exploração em 2017 e 2018 .....	87
Quadro 4-27 - Evolução dos montantes referentes a limpeza de florestas .....	88
Quadro 4-28 - Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica.....	89
Quadro 4-29 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade TEE em 2016 .....	91
Quadro 4-30 - Custos de exploração e custos incrementais da atividade de TEE.....	92
Quadro 4-31 - Cálculo dos custos incrementais em Tarifas de 2018 .....	93
Quadro 4-32 - Impacte da aplicação do mecanismo na base de ativos em 2016 .....	94
Quadro 4-33 - Custos de natureza ambiental .....	96
Quadro 4-34 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2017 da TEE.....	98
Quadro 4-35 - Proveitos permitidos na atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador.....	101
Quadro 4-36 - Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial.....	104
Quadro 4-37 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial referente a proveitos permitidos de 2018 .....	105
Quadro 4-38 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRE de 2014 a 2018 nos proveitos permitidos de 2018 a 2022 .....	106
Quadro 4-39 – Termos e valores relativos à aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, nos anos de 2015, 2016 e 2017.....	109
Quadro 4-40 - Amortização e juros da dívida tarifária .....	115
Quadro 4-41 - Financiamento da tarifa social referente a 2018 pelos produtores em regime ordinário.....	118
Quadro 4-42 - Ajustamento anual do montante dos CMEC.....	121
Quadro 4-43 - Estimativa para o ajustamento anual dos CMEC no primeiro semestre de 2017 .....	129
Quadro 4-44 – Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2018 .....	131
Quadro 4-45 - Proveitos permitidos de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte .....	132
Quadro 4-46 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte .....	134
Quadro 4-47 - Ajustamento da Tarifa Social de 2016.....	135

Quadro 4-48 - Ajustamento do financiamento da Tarifa Social referente a 2016 por produtores em regime ordinário.....	136
Quadro 4-49 - Ajustamento da Tarifa Social de 2017 .....	137
Quadro 4-50 - Desagregação do ajustamento em 2017 da Tarifa Social por empresa .....	138
Quadro 4-51 - Custos com plano de reestruturação de efetivos .....	140
Quadro 4-52 - Montantes associados a outros planos de ajustamento de efetivos .....	141
Quadro 4-53 - Proveitos permitidos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica .....	143
Quadro 4-54 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica .....	145
Quadro 4-55 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	147
Quadro 4-56 - Evolução dos indutores de custos no OPEX.....	148
Quadro 4-57 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2017 da DEE .....	149
Quadro 4-58 - Parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2015-2017 .....	152
Quadro 4-59 - Concretização dos parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2015-2017.....	152
Quadro 4-60 - Aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição no período regulatório 2015-2017.....	153
Quadro 4-61- Valores dos parâmetros da Componente 1 do incentivo à melhoria de qualidade de serviço em vigor para 2016 .....	155
Quadro 4-62 - Determinação do valor de energia distribuída e da energia não distribuída, em 2016.....	156
Quadro 4-63 - Valores dos parâmetros da Componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2016 .....	156
Quadro 4-64 - Valores dos parâmetros da Componente 2 do incentivo de qualidade de serviço em vigor para 2016.....	157
Quadro 4-65- Determinação do valor SAIDI MT 5%.....	158
Quadro 4-66 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da sua procura .....	160
Quadro 4-67 - Custo de aquisição de energia elétrica à PRE .....	161
Quadro 4-68 - Ajustamentos do comercializador de último recurso no âmbito da função CVEE FC..	167
Quadro 4-69 - Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes.....	168
Quadro 4-70 - Desvios custos da PRE .....	169
Quadro 4-71 - Cálculo do ajustamento da função Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial .....	170
Quadro 4-72 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes.....	171
Quadro 4-73 - Custo médio de aquisição de energia elétrica pelo CUR .....	172
Quadro 4-74 - Condições de referência para a previsão do custo médio de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso em 2016.....	172
Quadro 4-75 - Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2.....	173
Quadro 4-76 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura.....	174

Quadro 4-77 - Cálculo do ajustamento na função de Compra e Venda de Energia Elétrica da produção em regime especial .....	175
Quadro 4-78 - Cálculo do ajustamento na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes .....	177
Quadro 4-79 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição .....	178
Quadro 4-80 - Proveitos permitidos à atividade de Comercialização .....	179
Quadro 4-81 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização .....	181
Quadro 4-82 - Custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EDA.....	183
Quadro 4-83 - Custo unitário dos combustíveis .....	184
Quadro 4-84 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo das tarifas de 2018 .....	186
Quadro 4-85 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo das tarifas de 2018 .....	186
Quadro 4-86 - Custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores do sistema independente .....	187
Quadro 4-87 - Custos da energia elétrica adquirida .....	188
Quadro 4-88 - Desagregação dos custos de exploração aceites pela ERSE .....	188
Quadro 4-89 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA.....	190
Quadro 4-90 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	192
Quadro 4-91 - Custos com aquisição de energia elétrica ao SIA .....	193
Quadro 4-92 - Custos com combustíveis previstos e verificados .....	194
Quadro 4-93 - Determinação dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais.....	195
Quadro 4-94 - Custo com transporte do fuelóleo dentro das ilhas .....	196
Quadro 4-95 - Determinação dos custos eficientes associados ao gasóleo e comparação com os custos reais.....	196
Quadro 4-96 - Cálculo do ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas .....	199
Quadro 4-97 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	200
Quadro 4-98 - Ajustamento da tarifa social.....	201
Quadro 4-99 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS .....	202
Quadro 4-100 - Ajustamento provisório da tarifa social .....	202
Quadro 4-101 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA .....	204
Quadro 4-102 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica .....	208
Quadro 4-103 - Energia entregue pelas redes da distribuição .....	210
Quadro 4-104 - Número médio de clientes .....	210
Quadro 4-105 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	211
Quadro 4-106 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE.....	212

Quadro 4-107 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA .....	214
Quadro 4-108 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica .....	216
Quadro 4-109 - Número médio de clientes .....	218
Quadro 4-110 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE .....	219
Quadro 4-111 - Proveitos permitidos à EDA para 2017 .....	219
Quadro 4-112 - Proveitos permitidos à EDA, para 2017, excluindo ajustamentos de t-2 e de t-1 .....	220
Quadro 4-113 - Custo com a convergência tarifária da RAA .....	221
Quadro 4-114 - Proveitos permitidos em 2016 e ajustamentos em 2018, na RAA .....	223
Quadro 4-115 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo para tarifas de 2018 .....	226
Quadro 4-116 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo para tarifas de 2018 .....	227
Quadro 4-117 - Determinação do preço de gás natural implícito no cálculo para tarifas de 2018 .....	227
Quadro 4-118 - Custos aceites com outros combustíveis e lubrificantes em 2018 .....	227
Quadro 4-119 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM .....	229
Quadro 4-120 - Cálculo do ajustamento na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema .....	231
Quadro 4-121 - Custos com a Aquisição de Energia Elétrica aos outros produtores do SPM .....	232
Quadro 4-122 - Custos Permitidos com a Aquisição de Energia Elétrica ao SIM .....	233
Quadro 4-123 - Aquisição de Energia Elétrica ao SIM .....	233
Quadro 4-124 - Comparação entre os custos com os combustíveis em 2016 previstos e ocorridos .....	234
Quadro 4-125 - Determinação dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais de 2016 .....	234
Quadro 4-126 - Determinação dos custos eficientes associados ao gasóleo e comparação com os custos reais de 2016 .....	235
Quadro 4-127 - Determinação dos custos eficientes associados ao gás natural e comparação com os custos reais de 2016 .....	235
Quadro 4-128 - Movimentos no ativo líquido a remunerar .....	237
Quadro 4-129 – Ajustamento da tarifa social .....	238
Quadro 4-130 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS .....	239
Quadro 4-131 - Ajustamento provisório da tarifa social .....	239
Quadro 4-132 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM .....	240
Quadro 4-133 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica .....	244
Quadro 4-134 - Energia entregue pelas redes de distribuição .....	246
Quadro 4-135 - Movimentos no ativo líquido a remunerar .....	247
Quadro 4-136 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE .....	248
Quadro 4-137 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM .....	249
Quadro 4-138 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização de Energia Elétrica .....	252

Quadro 4-139 - Número médio de clientes .....	253
Quadro 4-140 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE .....	254
Quadro 4-141 - Proveitos permitidos da EEM.....	255
Quadro 4-142 - Proveitos permitidos da EEM, excluindo o ajustamento de t-2 .....	255
Quadro 4-143 – Ajustamento da EEM em 2016 .....	256
Quadro 4-144 - Custo com a convergência tarifária na RAM .....	257
Quadro 5-1 - Comparação prestação serviços com e sem margem .....	268
Quadro 5-2 - Repartição do impacte entre atividades EDA .....	268
Quadro 6-1 - Consumo referido à emissão .....	292
Quadro 6-2 - Balanço de energia elétrica da EDP Distribuição .....	292
Quadro 6-3 - Balanço de energia elétrica da EDA .....	294
Quadro 6-4 - Balanço de energia elétrica da EEM .....	295



## 1 INTRODUÇÃO

Os proveitos permitidos subjacentes às tarifas para a energia elétrica a vigorar no ano de 2018 tiveram em conta o novo quadro regulamentar publicado no passado mês de outubro. Deste modo, estes proveitos refletem um conjunto de inovações metodológicas integradas neste novo quadro regulamentar, que mantém como orientação estratégica, permitir às empresas reguladas desenvolverem os processos mais eficientes e tomar as decisões economicamente mais racionais com vista à diminuição dos custos e à melhoria da qualidade.

Destacam-se como inovações regulatórias, entre outras, a aplicação de uma metodologia *price cap* aplicada ao TOTEX na atividade de energia elétrica em BT, a atribuição de incentivos regulatórios para o desenvolvimento das redes inteligentes tanto no Continente como nas Regiões Autónomas e um incentivo à racionalização económica dos investimentos da RNT.

Estas novas metodologias promovem um conjunto de efeitos no nível de custos do setor elétrico. A curto prazo a diminuição dos custos a recuperar pelas tarifas decorre da aplicação dos parâmetros de regulação, mais exigentes para as atividades reguladas do setor elétrico, tanto no que diz respeito ao nível de custos de exploração aceites, como à remuneração dos ativos líquidos. A médio e longo prazo incentivam a tomada de decisões mais racionais nas empresas a operar nas atividades reguladas do setor elétrico, ao promover a afetação eficiente dos recursos utilizados, designadamente entre custos de investimento e de exploração, e a subsequente partilha com os consumidores dos ganhos obtidos.

Os parâmetros e metodologias regulatórias aplicados no cálculo dos proveitos permitidos de 2018 são explanados no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020” que acompanha este documento.

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 2016 e 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 2016 e os valores estimados para os custos com impacte nos proveitos permitidos de 2017.

Relativamente a 2016, 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 2016. 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 2017, 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 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 RT em vigor, com exceção dos ajustamentos que estão de acordo com o RT na redação que lhe foi dada pelo Regulamento n.º 551/2014, de 14 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;
- Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC) – ADENE - Agência para a Energia;
- 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 2018, a análise das previsões das empresas reguladas e os parâmetros definidos para o período regulatório 2018-2020. Os principais fatores exógenos, cujas evoluções previstas condicionam

---

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

os proveitos permitidos, são a procura de energia elétrica, analisada no documento “Caracterização da procura de energia elétrica em 2018”, 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 contrapartidas aos municípios das Regiões Autónomas pela utilização do domínio municipal pelas redes em BT, 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 VARIÁVEIS MONETÁRIAS

Os valores dos proveitos permitidos para 2018 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 2018", 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.

A ERSE avalia as previsões das empresas para o deflator do PIB utilizado para atualizar os custos, os proveitos e os investimentos para o ano de 2018, monitorizando a sua evolução relativamente às previsões utilizadas pela ERSE.

As previsões de organismos nacionais e internacionais para o deflator do PIB, para Portugal em 2017 e 2018, são apresentadas no Quadro 2-1.

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

Unidade: %

	FMI	CE	OCDE
2017	2,2	1,4	1,1
2018	1,7	1,4	1,5

Fontes: FMI – Portugal: 2017 *Article IV Consultation, Country Report No. 17/278*, set.2017; Comissão Europeia (CE) - Previsões económicas, Maio 2017; OCDE - *Economic Outlook* junho 2017;

As previsões das empresas para 2017 e 2018 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
2017	1,5	1,5	1,5	1,9	1,21
2018	1,6	1,6	1,6	2,0	1,4

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

O IPIB adotado pela ERSE para 2018 é de 1,4% e corresponde à previsão da Comissão Europeia, de maio de 2017.

O IPIB adotado pela ERSE para 2017, definido no Regulamento Tarifário em vigor, corresponde à variação terminada no segundo trimestre de 2017 publicada pelo INE, cujo valor é 1,08%.

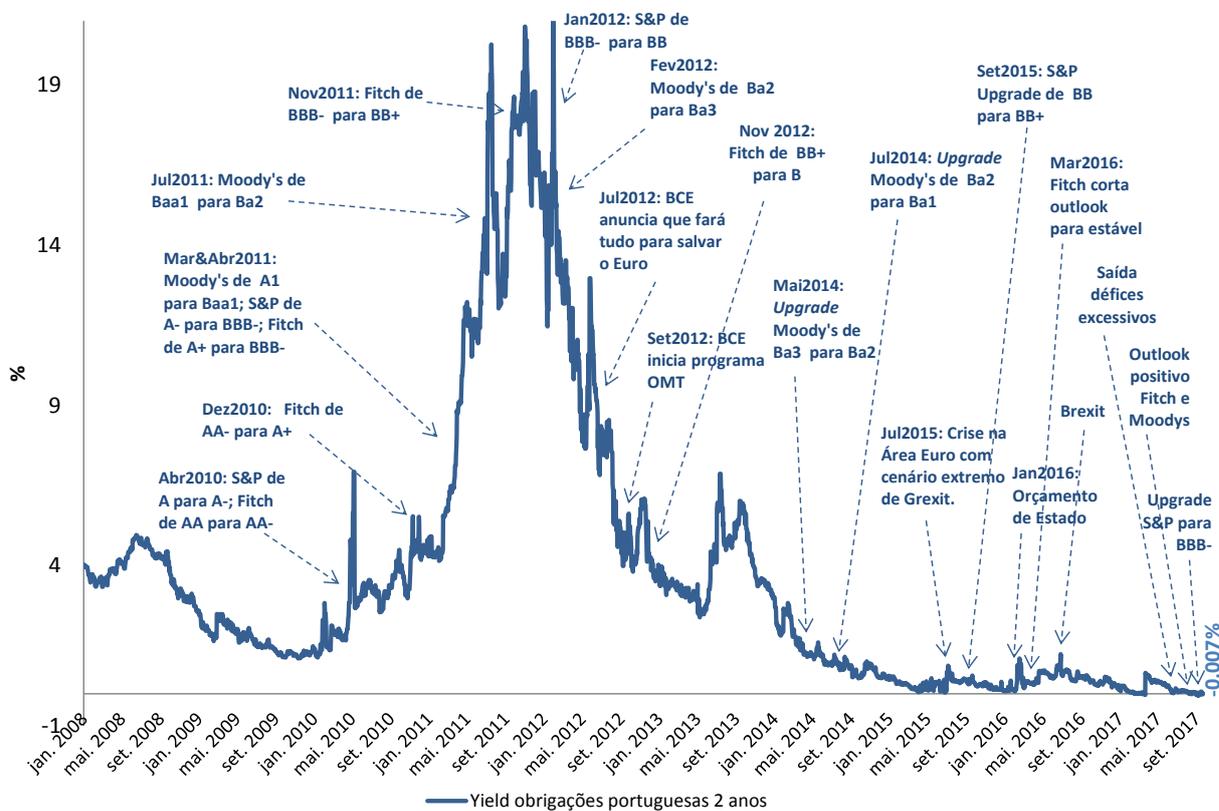
**SPREAD A APLICAR AOS AJUSTAMENTOS DE 2017**

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 2017 (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 próximos de zero em meados de 2015.

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



Fonte: ERSE, Reuters

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 seguido de alguma incerteza política verificada em Portugal. No segundo semestre de 2016, devido às dúvidas em torno da execução orçamental futura e à incerteza associada à performance do setor financeiro, as *yields* voltaram a subir moderadamente, suportadas também pela decisão do Reino Unido de sair da União Europeia (*Brexit*) e pelo anúncio por parte do BCE, em dezembro de 2016, de um certo abrandamento do programa de *quantitative easing*.

Mais recentemente, a partir do segundo trimestre de 2017, verificou-se novamente uma queda acentuada das *yields*, após confirmação de uma execução orçamental favorável em 2016, de dados económicos mais otimistas da economia nacional (como o crescimento do PIB e o desemprego) e da saída de Portugal do procedimento de défice excessivo, aliados às revisões das avaliações das agências

de *rating*. Recorde-se a divulgação de alteração da perspetiva<sup>2</sup> do *rating* da República Portuguesa de estável para positiva por parte da Fitch em junho, e da Moodys em setembro, e, principalmente, a subida de *rating* por parte da Standard & Poors para o nível de investimento em setembro. Estas ocorrências levaram a uma diminuição do mínimo histórico das *yields* das OT para -0,058%.

Assim, embora se verifique uma situação de *yields* muito baixas e de um cenário económico-financeiro mais positivo, permanece, no entanto, alguma incerteza e volatilidade, que se refletem, nomeadamente, no facto de a dívida soberana portuguesa se manter com *ratings* de *Not prime/Non-investment grade* por parte de duas das principais agências de *rating*. Observa-se, assim, que as *yields* das OT continuam a revelar uma considerável sensibilidade relativamente a qualquer alteração ligeira de cenário económico-financeiro nacional e/ou internacional, nomeadamente às alterações de política monetária do BCE<sup>3</sup>.

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>4</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 Euribor observadas desde 2014: 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, tais como os cortes registados em março de 2016 da taxa *refi* para 0,00% e da taxa da facilidade de depósito para -0,40%, assim como o anúncio, na mesma data, de um pacote de medidas expansionistas (*quantitative easing*) mais agressivo do que o esperado, tendo-se mantido nesses valores até à presente data.

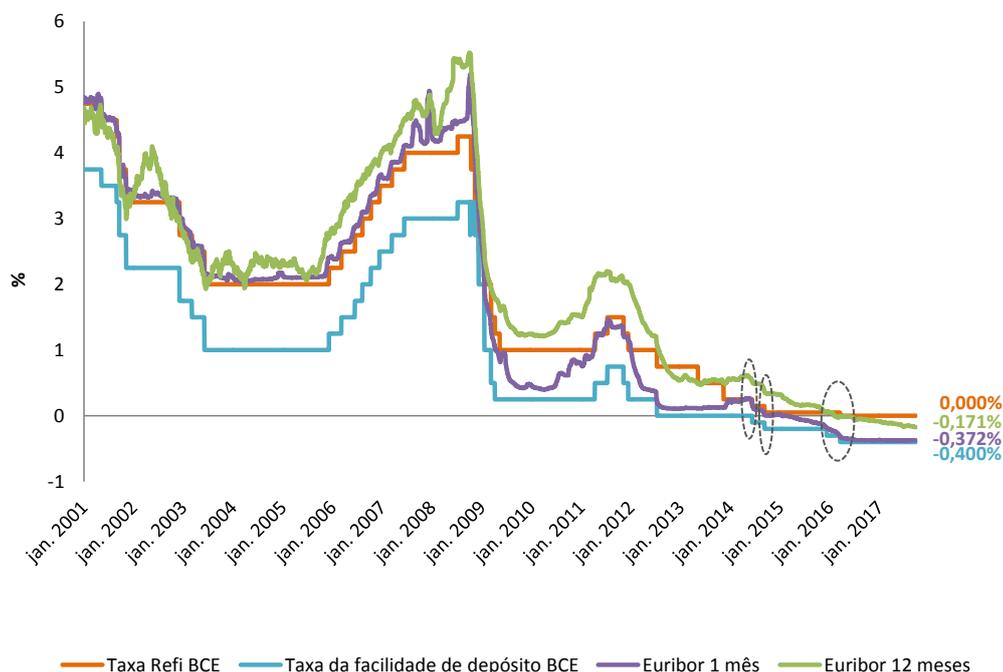
---

<sup>2</sup> Estas alterações de perspetiva sinalizam que estas agências poderão subir o *rating* para nível de investimento num prazo de 12 a 18 meses.

<sup>3</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 e posteriormente em dezembro de 2016, embora em sentido inverso, quando o BCE anunciou um ligeiro abrandamento do programa de compra de títulos.

<sup>4</sup> Taxa de juro do BCE aplicável às operações principais de refinanciamento do Eurosistema.

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



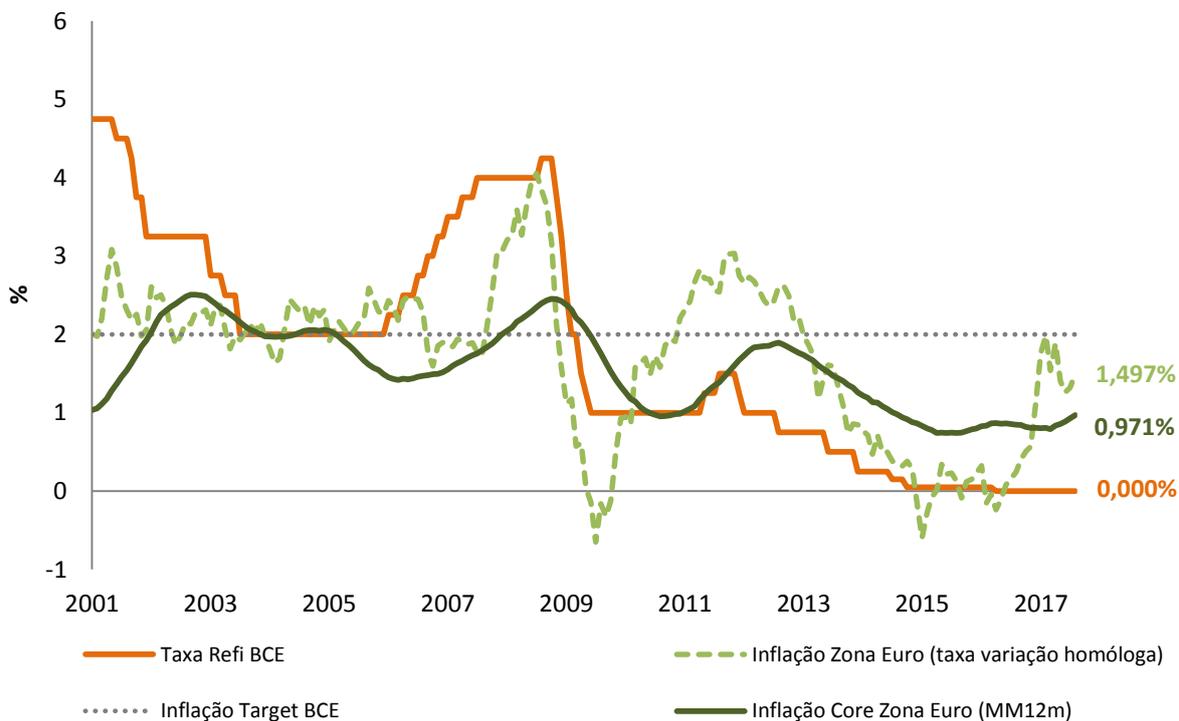
Fonte: ERSE, Reuters

Desde o início de 2017, as cotações mais elevadas para as Euribor a 3, 6 e 12 meses corresponderam a -0,318%, -0,22% e -0,082%, respetivamente, registadas nos primeiros dias de 2017, sendo que as cotações mais baixas para as Euribor a 3, 6 e 12 meses corresponderam a -0,332%, -0,275% e -0,166%, respetivamente, tendo sido observadas em abril (3 meses) e em setembro (6 e 12 meses).

É expectável que estes níveis de taxas de juro historicamente baixas se possam prolongar por algum tempo, dado os atuais níveis de inflação ainda relativamente baixos na Zona Euro. Registe-se que 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 está ainda longe de ser atingido sustentadamente.

Na Figura 2-3 *infra* pode-se observar que a inflação média anual *core* se mantém estável em valores muito baixos, tendo registado um valor de 0,972% em agosto de 2017, apesar de a inflação homóloga da Zona Euro ter aumentado nos últimos meses (situando-se em agosto nos 1,497%), sendo este aumento devido, sobretudo, a fatores não recorrentes, como o aumento dos preços de energia.

Figura 2-3 - Taxa refi e inflação Zona Euro



Fonte: ERSE, Reuters

A inflação média anual *core* (que não considera os preços de energia) tem-se mantido ainda estável em níveis próximos de 1%. Estes dados de inflação, aliados a uma recuperação económica que, apesar de sustentada, ainda revela fragilidades, e à apreciação do Euro, continuam a suportar a manutenção da taxa de referência por parte do BCE. Contudo, o BCE tem sinalizado um posicionamento de política monetária ligeiramente menos acomodativo (designadamente desde a sua reunião de março de 2017), uma vez que deixou de incorporar um risco significativo de deflação.

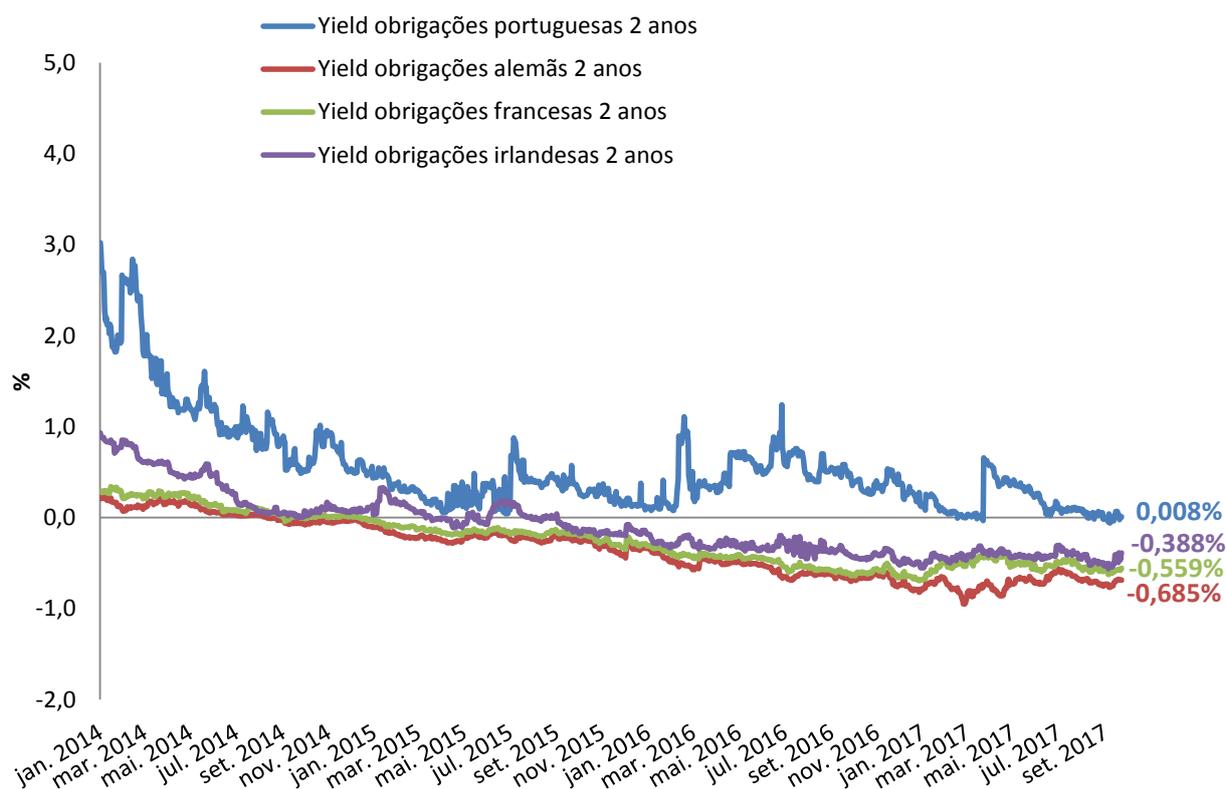
Esse posicionamento ligeiramente menos acomodativo por parte do BCE tem-se traduzido nas decisões quanto ao programa de compra de títulos. Em dezembro de 2016, apesar de ter anunciado o prolongamento do programa de *Quantitative Easing* (QE) até dezembro de 2017, o BCE reduziu o montante de aquisições mensais de 80 milhões de euros para 60 milhões, a partir de abril de 2017. Na reunião de outubro de 2017, anunciou a extensão do programa de compra de títulos até setembro de 2018, mas reduzindo substancialmente o montante de aquisições mensais para 30 milhões de euros.

Assim, na atual conjuntura, é de esperar que a taxa de referência do BCE se mantenha em valores próximos de zero, ainda por um período alargado 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, o posterior alargamento durante a primeira metade de 2016 e o

ligeiro estreitamento desde essa data (Figura 2-4). O impacto do programa de QE do BCE no conjunto da zona euro é igualmente apresentado nessa figura, apresentando-se a evolução das *yields* das Obrigações do Estado com maturidade de 2 anos da Alemanha, da França e da Irlanda, para além de Portugal. Observa-se que a queda das *yields* das obrigações nesses países tem sido notória, embora se assista, mais recentemente, a uma estabilização destas taxas, refletindo as ligeiras alterações da política monetária do BCE acima referidas.

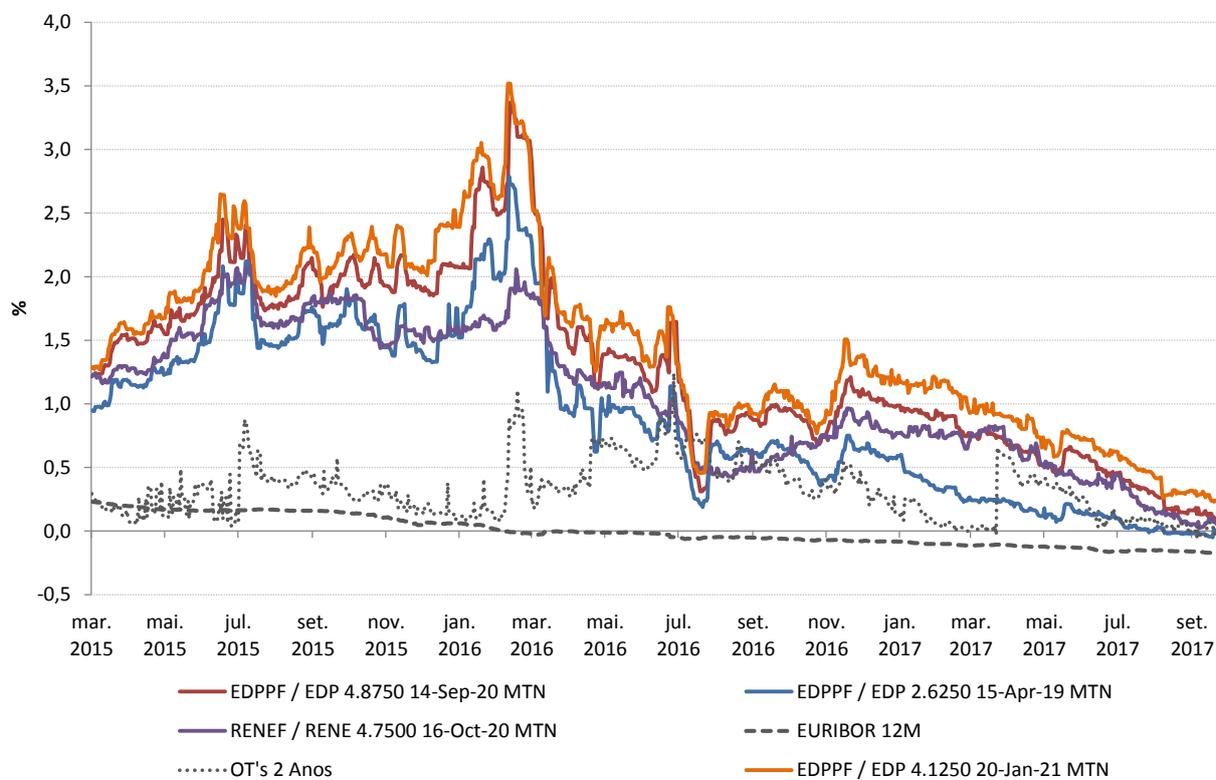
**Figura 2-4 - Yields das obrigações a 2 anos de Portugal, Alemanha, França e Irlanda**



Fonte: ERSE, Reuters

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.

**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

Observa-se que a evolução das condições de financiamento tende a acompanhar a evolução das *yields* das OTs a 2 anos, revelando assim também sensibilidade relativamente a qualquer alteração ligeira de cenário económico-financeiro nacional e/ou internacional, nomeadamente às alterações de política monetária do BCE<sup>5</sup>. Registe-se que as *yields* das obrigações dessas empresas aproximaram-se nos últimos 12 meses das taxas de juro Euribor.

Assim, entende-se justificar-se a manutenção do valor do *spread* para 2017 em 0,75 pp (pontos percentuais) igual ao *spread* do ano 2016 que foi definido para um valor de 0,75 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 2017 (t-1), é de 0,75 pp.

<sup>5</sup> Registe-se que as *yields* das obrigações da EDP e da REN têm beneficiado do programa de compra de ativos do BCE, que anunciou em março de 2016 que iria alargar este programa para passar a adquirir obrigações de empresas.

## TAXAS DE REMUNERAÇÃO DOS ATIVOS

As taxas de remuneração dos ativos aplicáveis aos ajustamentos 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 2016 e 2017.

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

Metodologia Parâmetros 2015-2017	2016		2017	
	Tarifas	Final	Tarifas	Final
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de DEE, CVEE e Comercialização	6,34%	6,48%	6,48%	6,68%
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de TEE, GGS e AEEGS (EDA, EEM)	5,99%	6,13%	6,13%	6,33%
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>6</sup> (Tarifas 2015)		-0,27pp	-0,27pp	-0,07pp
Variação da taxa de remuneração dos ativos face ao valor definido em Tarifas		0,14pp		0,20pp

Assim, os valores das taxas de remuneração finais para o ano de 2016 do setor elétrico ficaram definidos em 6,48% para as atividades de DEE, CVEE e Comercialização, e 6,13% para as atividades de TEE, GGS e AEEGS (EDA, EEM). As taxas de remuneração definitivas de 2016 são, assim, 0,14pp mais elevadas do que as taxas de remuneração consideradas em Tarifas de 2016. No que diz respeito ao custo de capital para o ano de 2017 do setor elétrico, as taxas finais para 2017 são 0,20 pp mais altas do que as previstas nas Tarifas de 2017, com um valor de 6,68% para as atividades de DEE, CVEE e Comercialização, e de 6,33% para as atividades de TEE, GGS e AEEGS (EDA, EEM).

Para 2018, vigorarão as taxas de remuneração definidas de acordo com a metodologia a aplicar no novo período regulatório 2018-2020, detalhada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”. As taxas previstas para o ano de 2018 são apresentadas no quadro seguinte.

<sup>6</sup> Calculada de acordo com a metodologia constante do documento “ Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”.

**Quadro 2-4 – Taxas de remuneração estimadas para 2018**

<b>Metodologia Parâmetros 2018-2020</b>	2018
	Tarifas
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de DEE em AT/MT, CVEE e Comercialização	5,75%
Taxa de remuneração implícita no cálculo da parcela de TOTEX da atividade de DEE em BT	6,00%
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de TEE, GGS e AEEGS (EDA, EEM)	5,50%
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de TEE a custos de referência	6,25%
Taxa de remuneração implícita no cálculo da parcela de TOTEX da atividade de OLMC	4,40%

As taxas definitivas de 2018 serão calculadas com base na metodologia de indexação definida do documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”.

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

O Despacho n.º 11566-B/2015 de 15 de outubro, do Secretário de Estado da Energia, publicado nos termos do disposto no n.º 6 do artigo 2º da Portaria n.º 279/2011, de 17 de outubro, na redação da Portaria n.º 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 n.º 178/2015, de 27 de agosto. Para 2017, e por aplicação da metodologia definida na Portaria n.º 262-A/2016, de 10 de outubro (que 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 taxa aplicada a título definitivo à transferência intertemporal nos proveitos permitidos dos sobrecustos com aquisição de eletricidade a produtores em regime especial, aludidos no artigo 96.º do Regulamento Tarifário, na redação que lhe foi dada pelo Regulamento n.º 551/2014, de 14 de dezembro, foi de 1,8784%.

A taxa definitiva aplicável em 2018 de 1,4919% foi calculada com base nos parâmetros publicados em Despacho do Secretário de Estado da Energia assinado a 27 de novembro de 2017.

**CONJUNTO DAS TAXAS DE JURO E SPREADS A APLICAR NO CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS EM 2018**

No seguimento do referido, o Quadro 2-5 apresenta as taxas de juros e *spreads* utilizadas no cálculo dos proveitos permitidos para 2018.

**Quadro 2-5 - Taxas de juro e *spreads***

	<b>2018</b>
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de 2016, para cálculo dos ajustamentos de 2016	-0,035%
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11, para cálculo dos ajustamentos de 2016 e de 2017	-0,14%
<i>Spread</i> no ano 2016 para cálculo dos ajustamentos de 2016	0,75 p.p.
<i>Spread</i> no ano 2017 para cálculo dos ajustamentos de 2016 e dos ajustamentos de 2017	0,75 p.p.
Taxa de juro EURIBOR a três meses, no último dia de junho de 2017, para cálculo das rendas dos défices tarifários	-0,331%
<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 2018	1,4919%
Taxa média de financiamento da EDP – Energias de Portugal, SA, aplicável ao saldo acumulado da conta de correção de hidraulicidade para 2016	4,4%

**2.2 CUSTOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

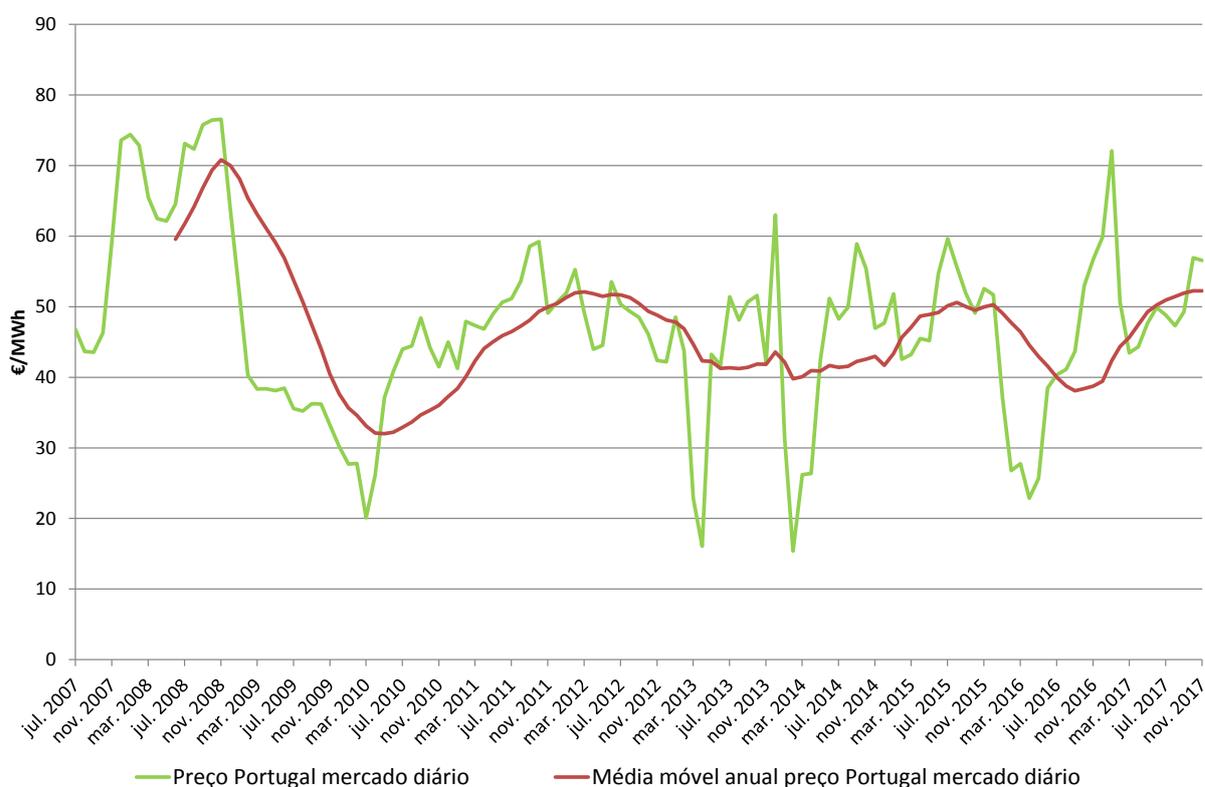
**EVOLUÇÃO DOS PREÇOS EM PORTUGAL E ESPANHA**

O preço médio mensal da energia elétrica no mercado diário<sup>7</sup> da OMEL para Portugal tem evoluído de uma forma descontínua, apresentando uma grande volatilidade, que decorre em grande parte de fatores

<sup>7</sup> Média aritmética mensal dos preços horários do mercado diário.

sazonais, designadamente os fatores climáticos. O preço médio entre janeiro e novembro de 2017 fixou-se em torno de 51,8 €/MWh. Em termos de média móvel anual, desde o início de 2011 que a evolução 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 um aumento considerável da média móvel dos preços de energia elétrica nos meses mais recentes, tendo como base os elevados preços observados no mercado diário no final de 2016 e início de 2017, quando se atingiu um máximo de 9 anos, com um valor de 72,1 €/MWh. (Figura 2-6).

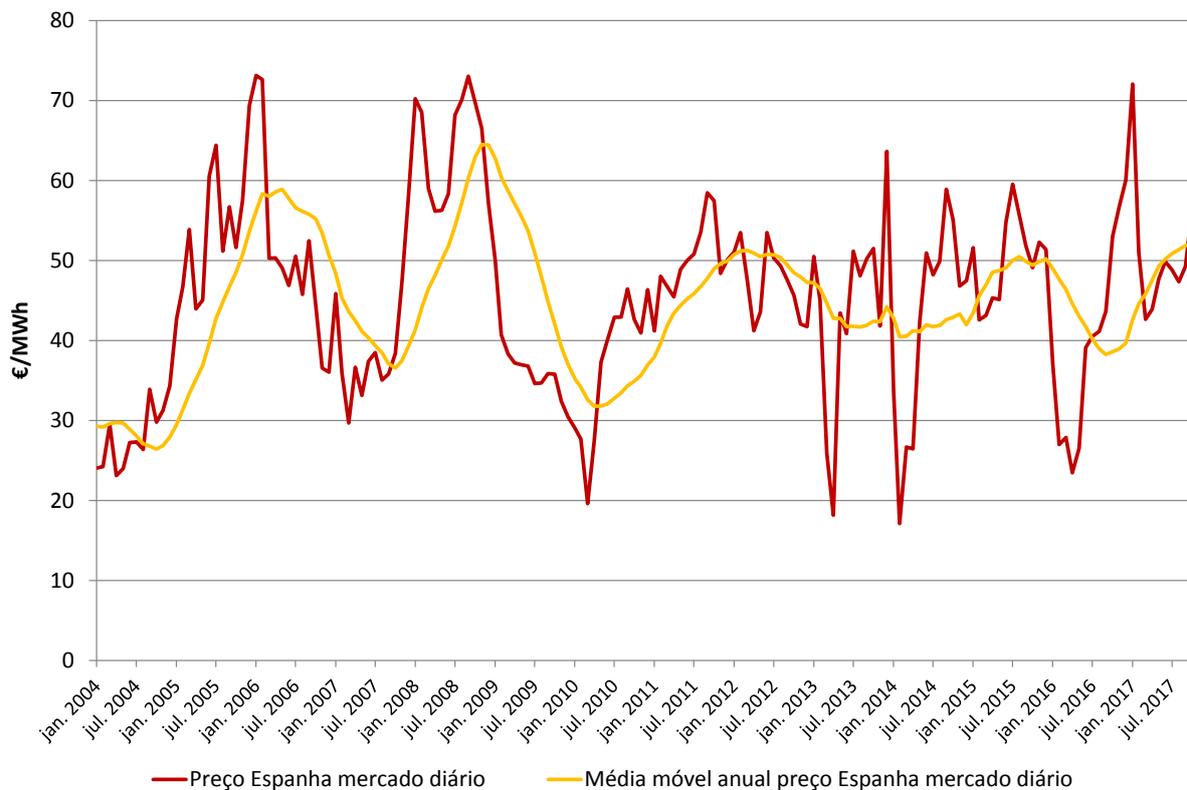
**Figura 2-6 - Preços médios do mercado diário em Portugal**



Fonte: ERSE, OMEL

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

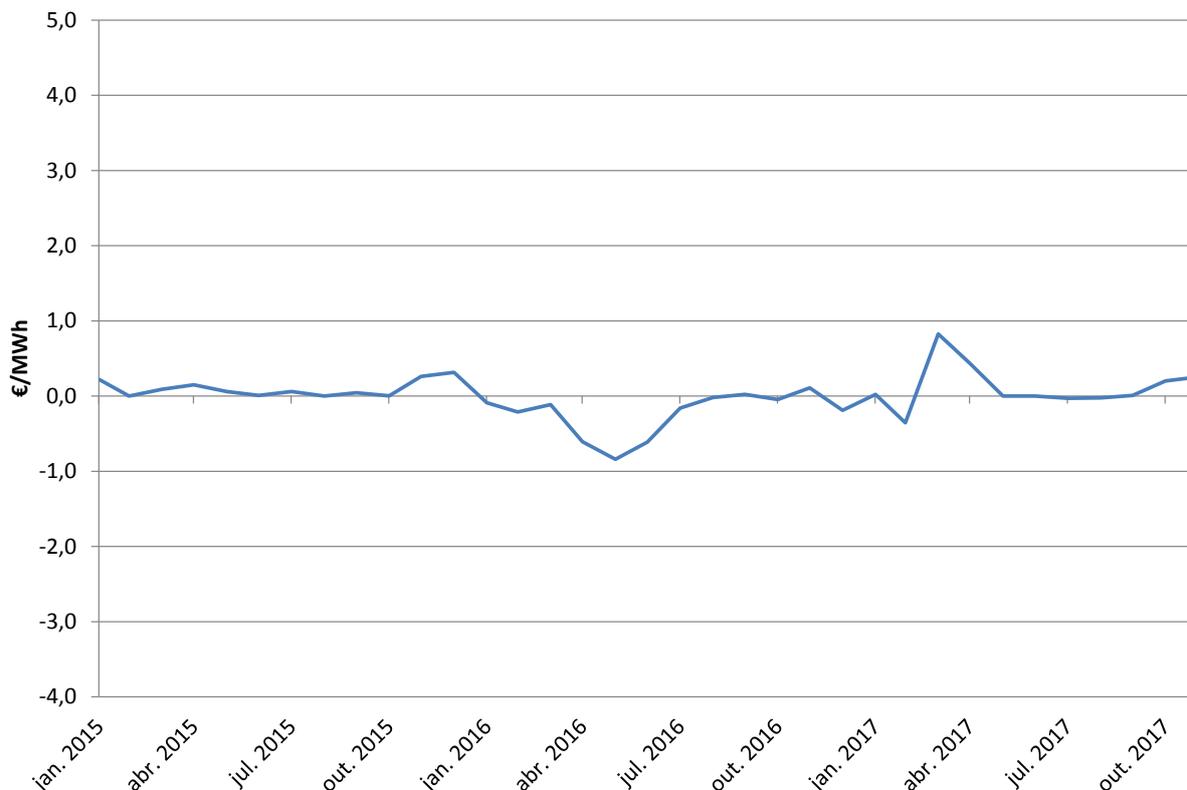
Figura 2-7 - Preços médios do mercado diário em Espanha



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 ligeiros afastamentos deste equilíbrio no segundo trimestre de 2016 e no primeiro trimestre de 2017, como se pode observar na Figura 2-8.

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

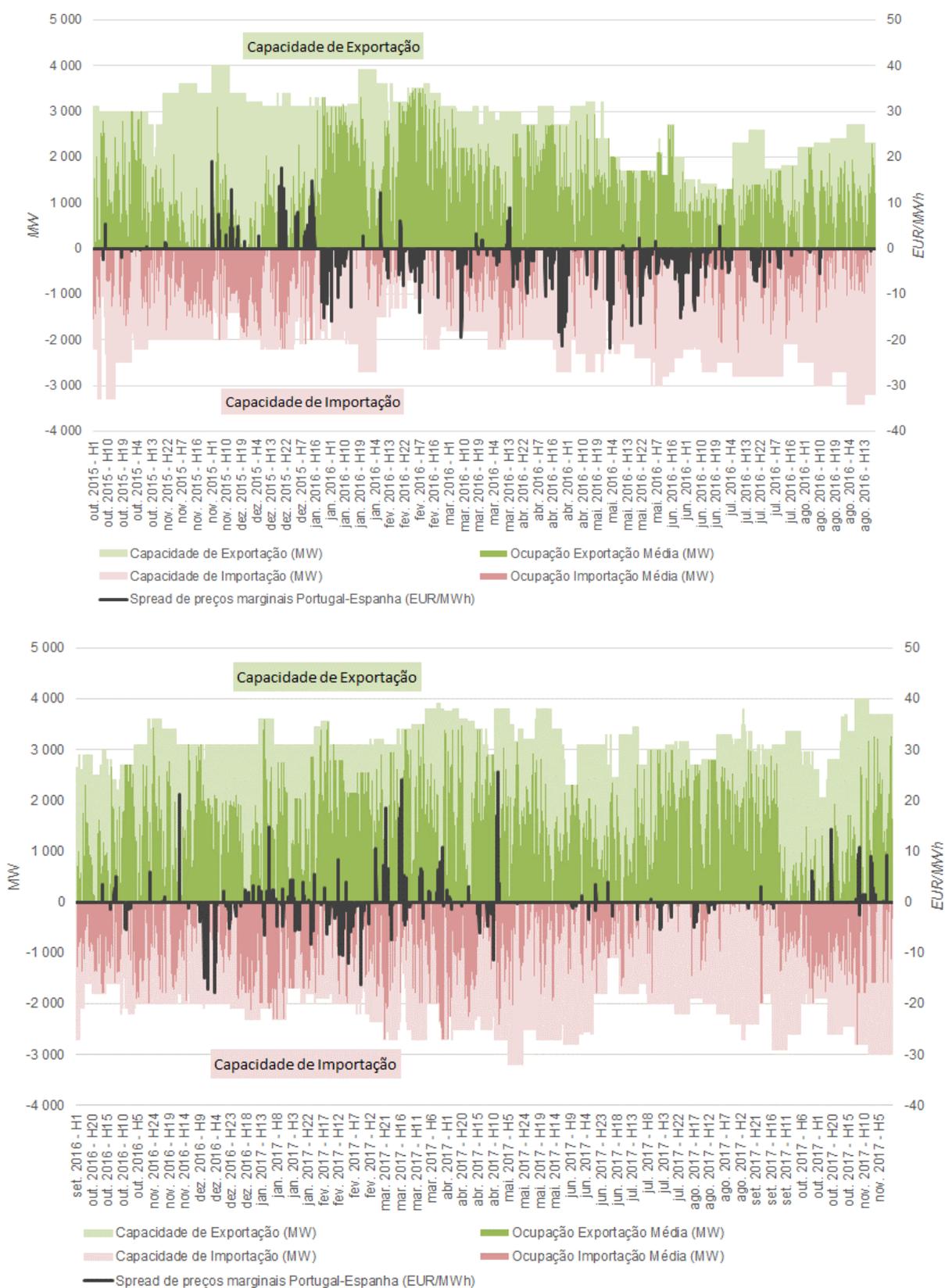


Fonte: ERSE, OMEL

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 uma previsão de entrada em exploração, de novo adiada, para 2019, 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. Notam-se os casos particulares do segundo trimestre de 2016 e do primeiro trimestre de 2017, acima referidos. No segundo trimestre de 2016 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, nesse 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**

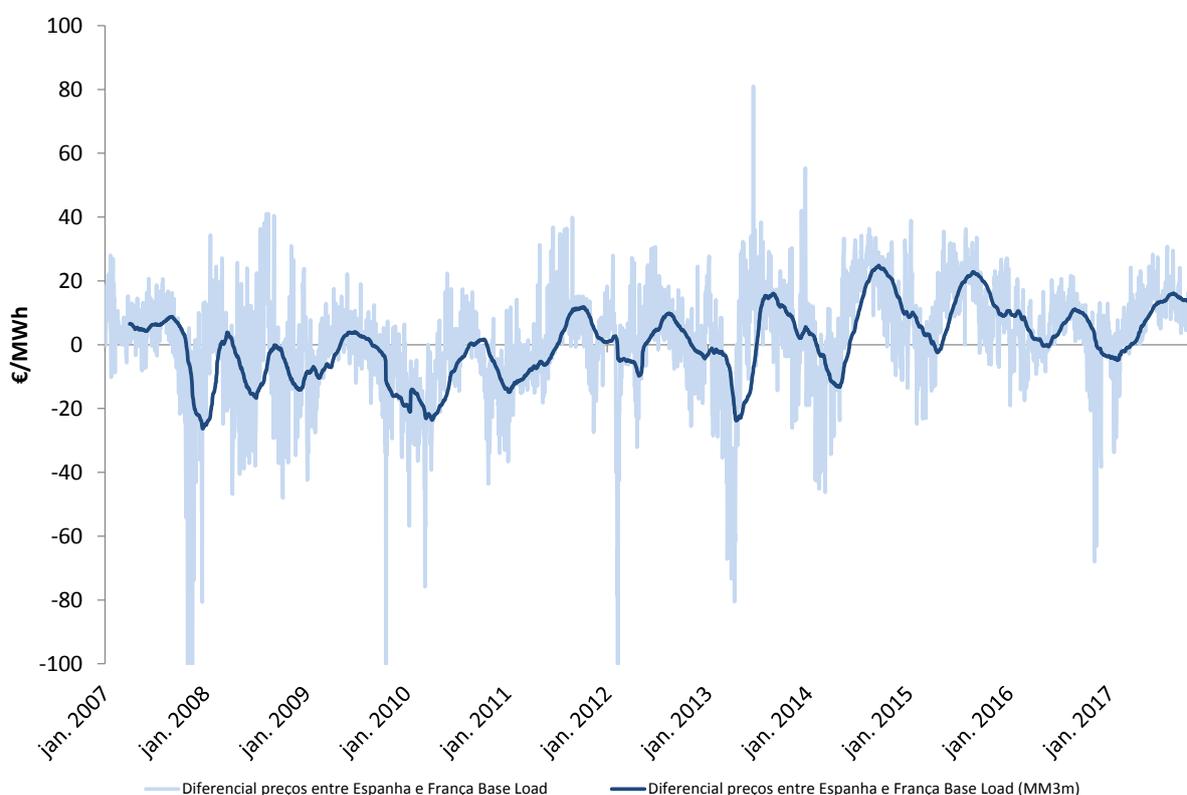


Fonte: ERSE, OMEL

No primeiro trimestre de 2017 observa-se uma intensificação dos fluxos de importação, com uma maior ocupação da importação média, em conjunto com algumas reduções da capacidade de importação.

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 de preços, como se pode observar na Figura 2-10 *infra*.

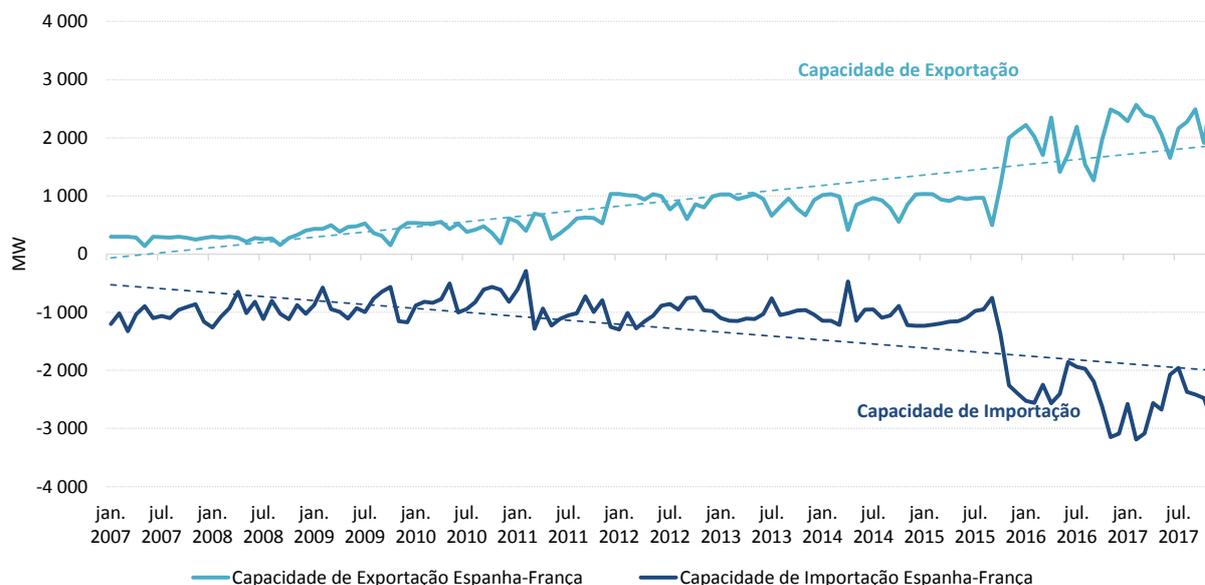
**Figura 2-10 - Diferencial de preços entre Espanha e França**



Fonte: ERSE, Reuters

No que respeita à interligação entre Espanha e França, assinala-se o aumento significativo da capacidade de interligações, a partir de 2016, com 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 2-11 *infra*.

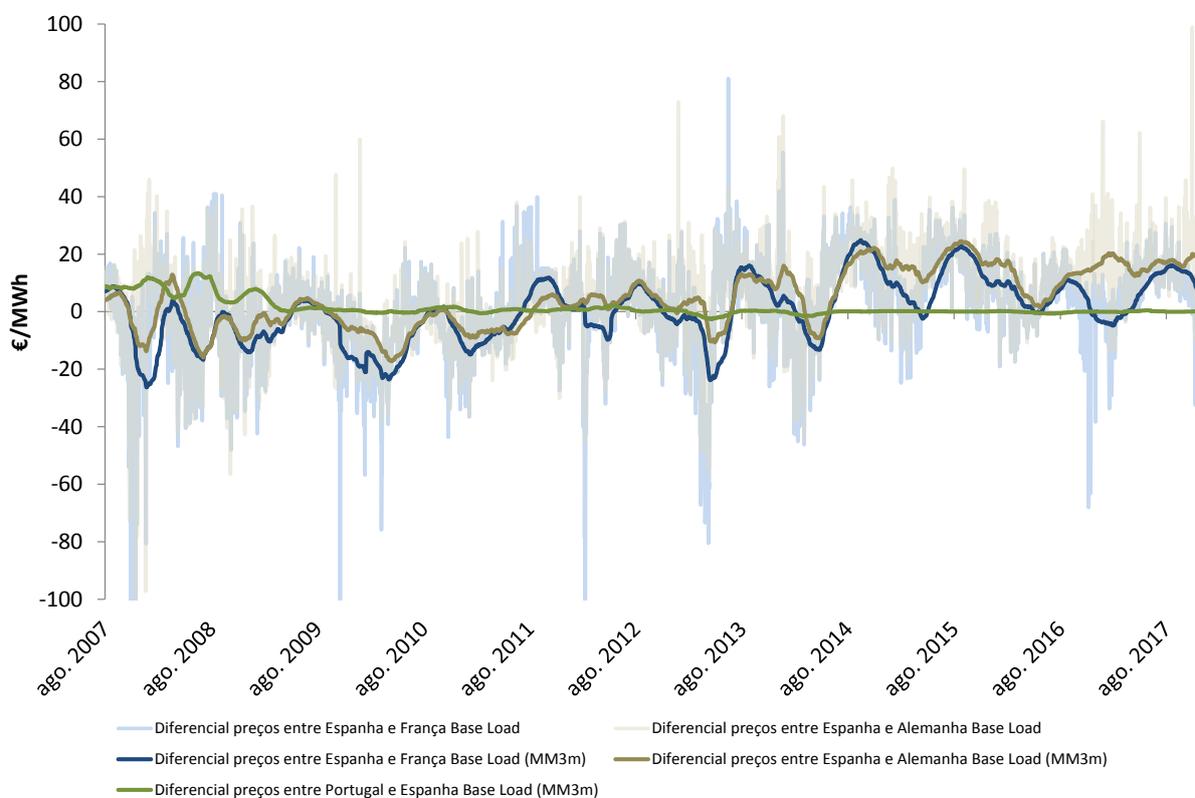
**Figura 2-11 - Capacidade de interligação entre Espanha e França**



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 de forma significativa entre a Ibéria e a França após o reforço desta interligação, como se pôde observar na Figura 2-10 anterior onde se registou que o diferencial de preços ainda é considerável. De facto, até outubro de 2015 a média dos diferenciais de preços (em valor absoluto) é de 12,8 €/MWh e desde essa data até meados de novembro de 2017 a média dos diferenciais registados foi de 9,6 €/MWh, muito longe da média dos diferenciais registados entre Portugal e Espanha, de 0,3 €/MWh. Na Figura 2-12 seguinte pode-se observar que o diferencial de preços de energia elétrica entre Espanha e França e entre Espanha e Alemanha é muito superior ao diferencial de preços entre Portugal e Espanha, quase nulo desde 2009.

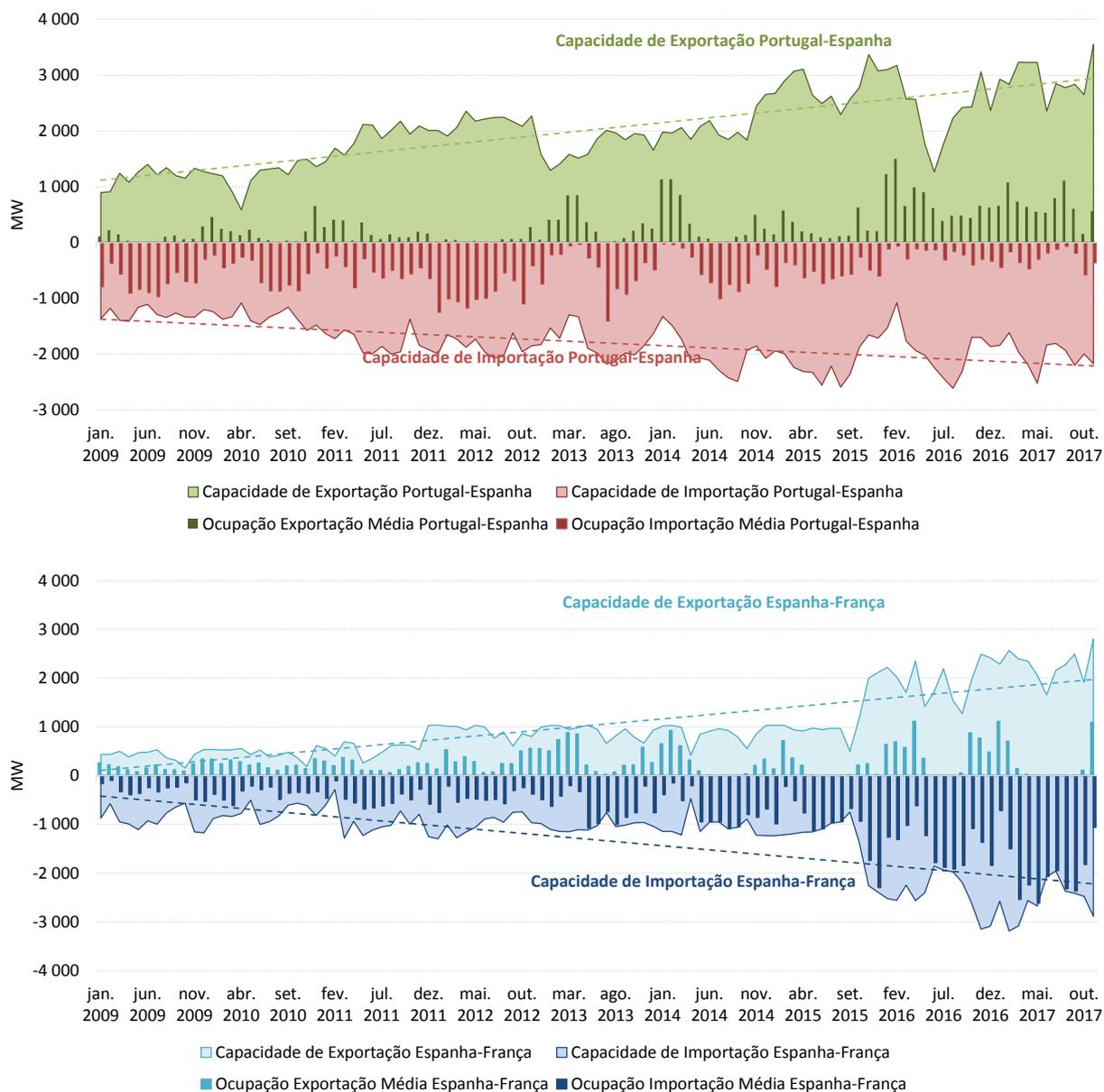
**Figura 2-12 - Diferenciais de preços de energia elétrica entre Portugal e Espanha, entre Espanha e França e entre Espanha e Alemanha**



Fonte: ERSE, Reuters

Na Figura 2-13 abaixo pode-se observar, numa análise agregada em termos mensais, que a capacidade de importação Espanha-França aparenta ainda apresentar condicionalismos, face aos respetivos fluxos de ocupação de importação média registados.

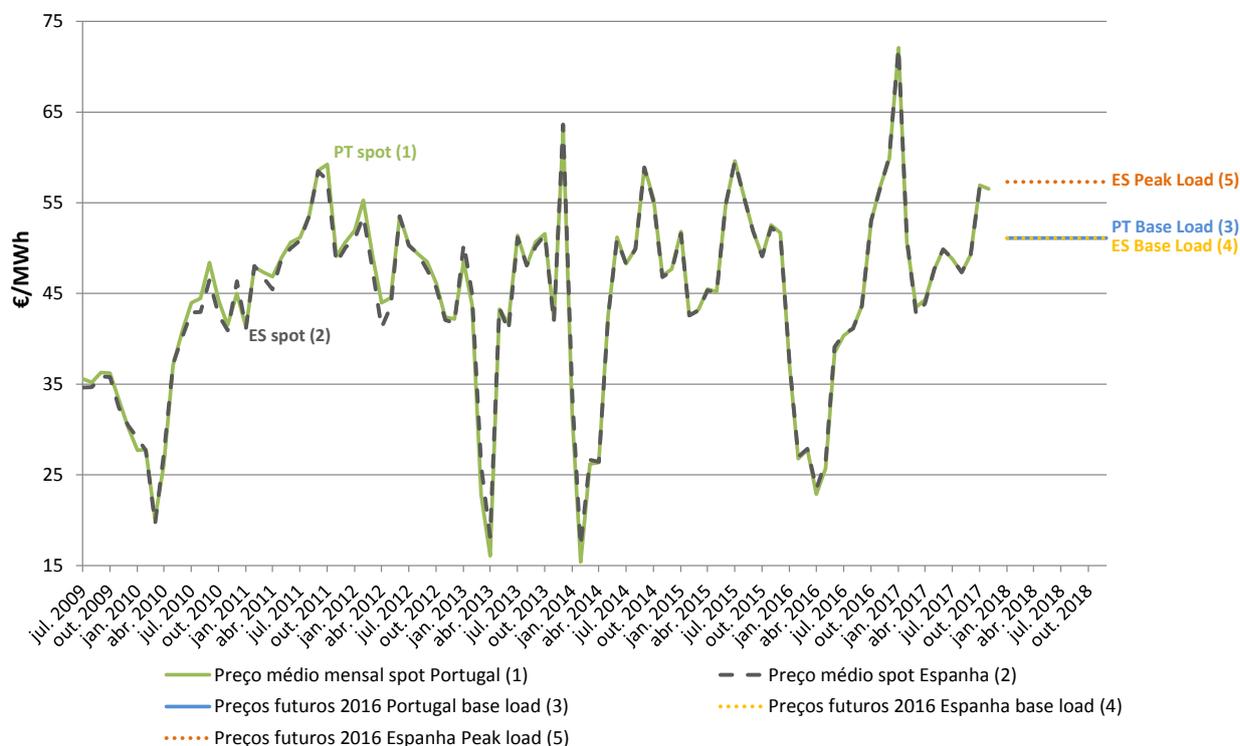
Figura 2-13 - Capacidade e ocupação das interligações entre Portugal-Espanha e Espanha-França



Fonte: ERSE, OMEL

Em termos de previsões para 2018, os preços dos contratos de futuros no OMIP para entregas em 2018 apontam para 51 €/MWh no que diz respeito a contratos *base load* e para valores ligeiramente abaixo dos 57 €/MWh nos contratos *peak load* (Figura 2-14).

Figura 2-14 - Evolução do preço *spot* e dos mercados de futuros



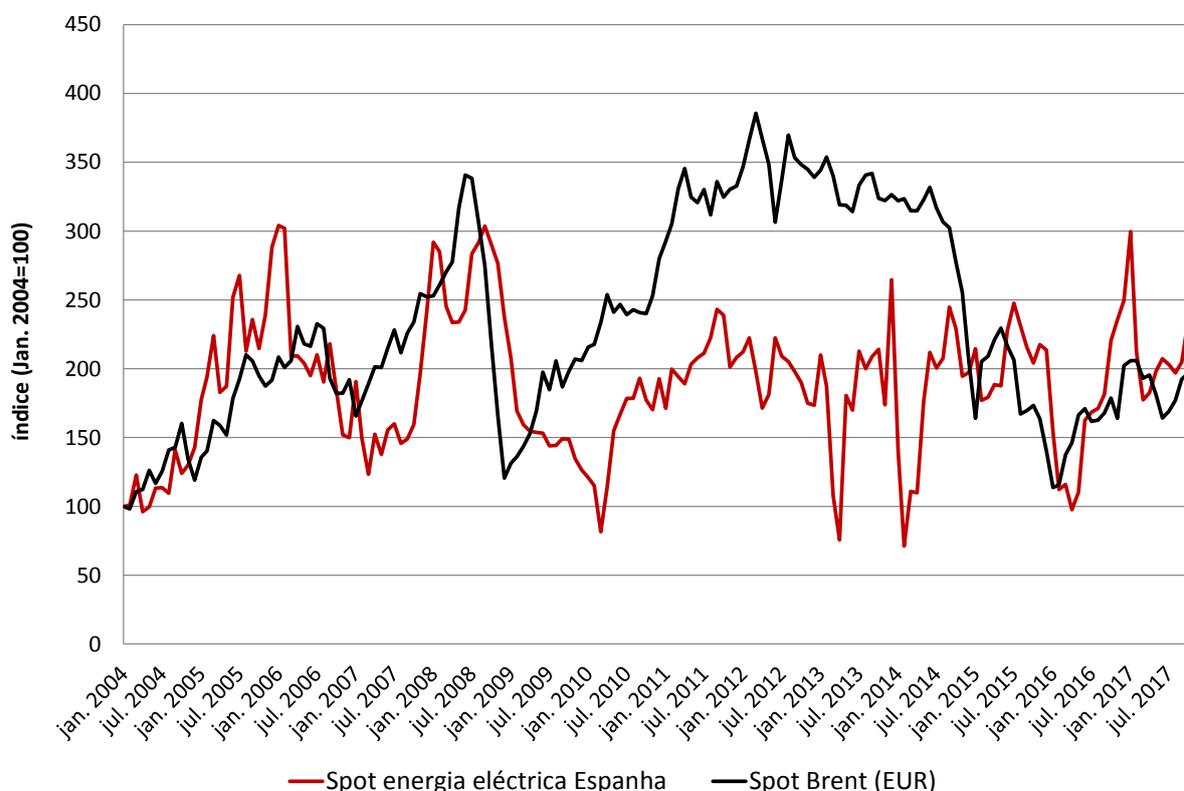
Fonte: ERSE, OMIP

De seguida, efetua-se uma análise aos fatores que justificam a evolução do preço de energia elétrica e que não digam respeito a restrições nas capacidades de interligações.

#### 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 2-15). 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 2-15 - 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.

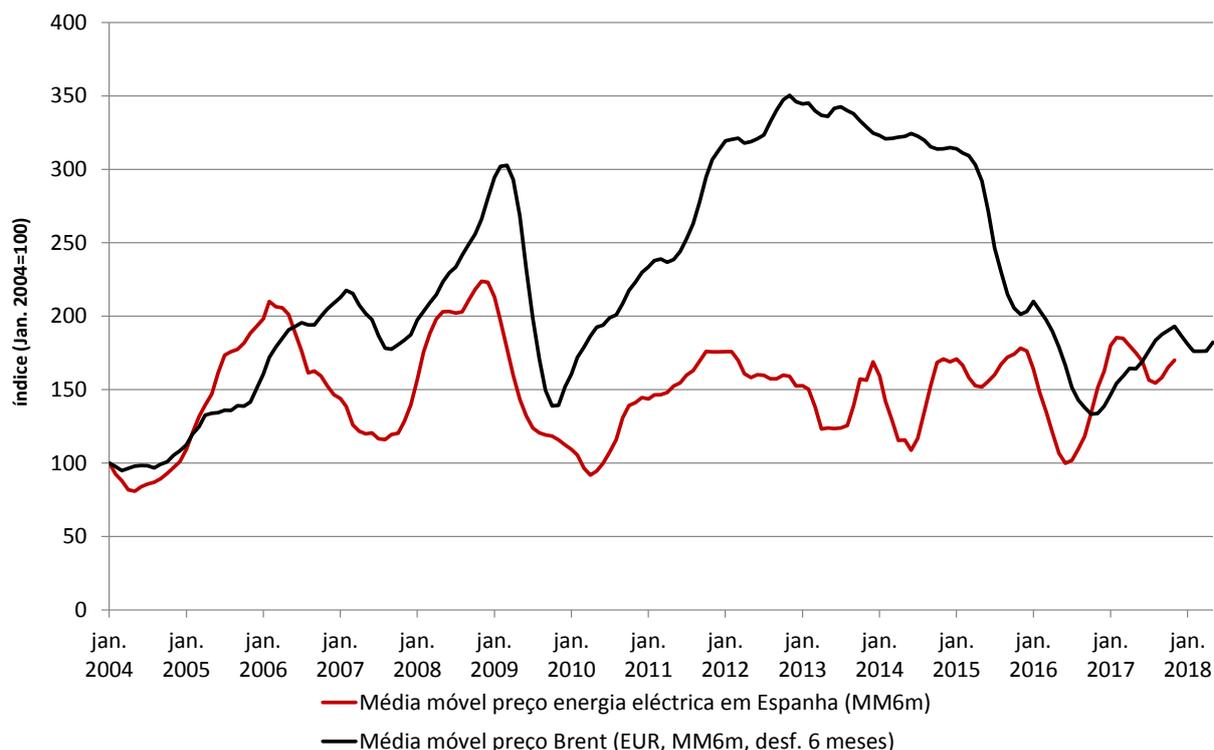
No entanto, com a forte penetração da produção de centrais com fontes de energia renováveis no mix de produção na Península Ibérica, o preço do petróleo perdeu relevância como fator explicador da evolução do preço nos mercados grossistas.

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 2-16

comparam-se as médias móveis dos preços da energia elétrica no mercado grossista espanhol, desde 2004<sup>8</sup>, e do preço do petróleo desfasado em dois trimestres.

**Figura 2-16 - Média móvel mensal preços *spot* energia elétrica em Espanha e *Brent* (euros)  
base 100 2004**



Fonte: ERSE, OMEL

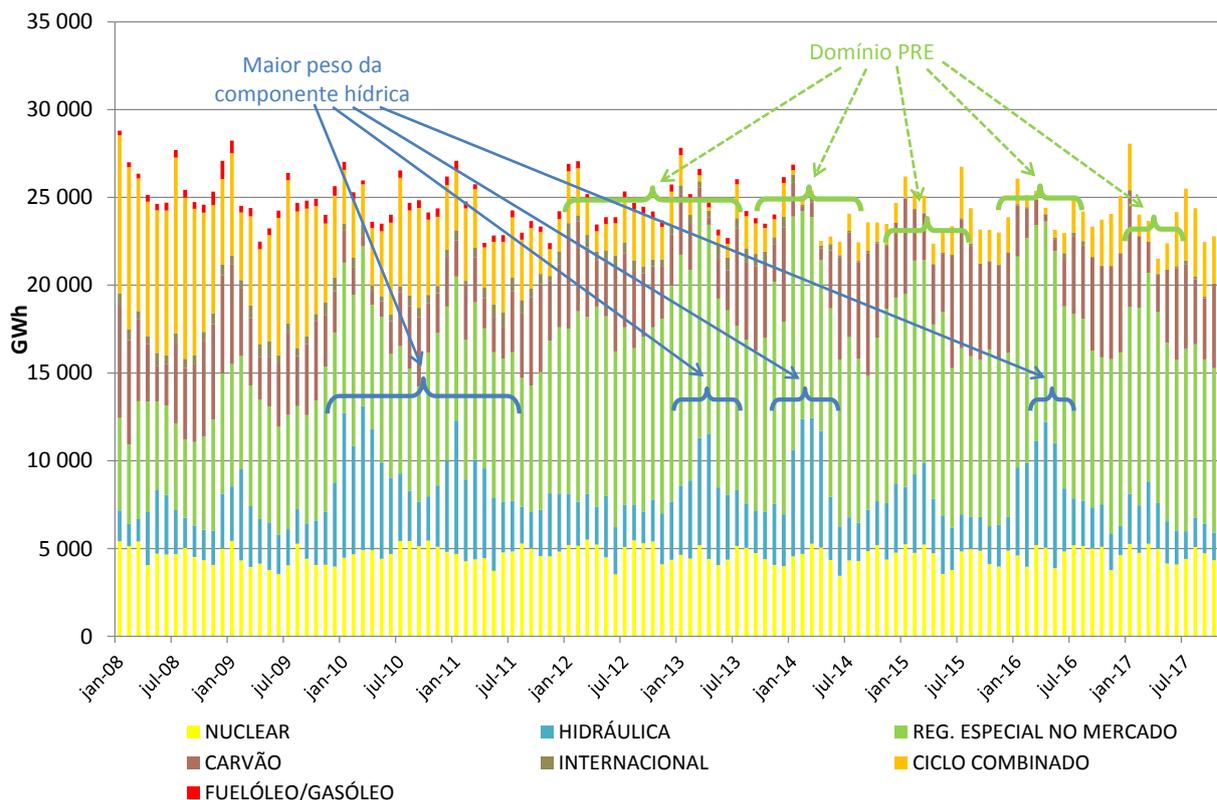
A observação da Figura 2-16 reforça a conclusão de que o impacto do preço do petróleo na formação do preço de energia elétrica diminuiu a partir de 2009, tendo a evolução do preço desta *commodity* tido um impacto reduzido na evolução do preço de energia elétrica entre esse momento e meados de 2015. A forte queda do preço do petróleo tornou 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.

É de salientar o recente aumento do preço do *Brent* a partir do segundo trimestre de 2017, com possíveis impactos (desfasados) no aumento dos preços da energia elétrica no final de 2017 e inícios de 2018.

<sup>8</sup> A referência ao mercado espanhol tem como finalidade obter uma série mais longa.

Como foi anteriormente referido, 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 2-17), em particular a produção baseada em fontes de energia renováveis, cujo peso é relativamente menor em períodos mais secos como os que se têm desde o final de 2016.

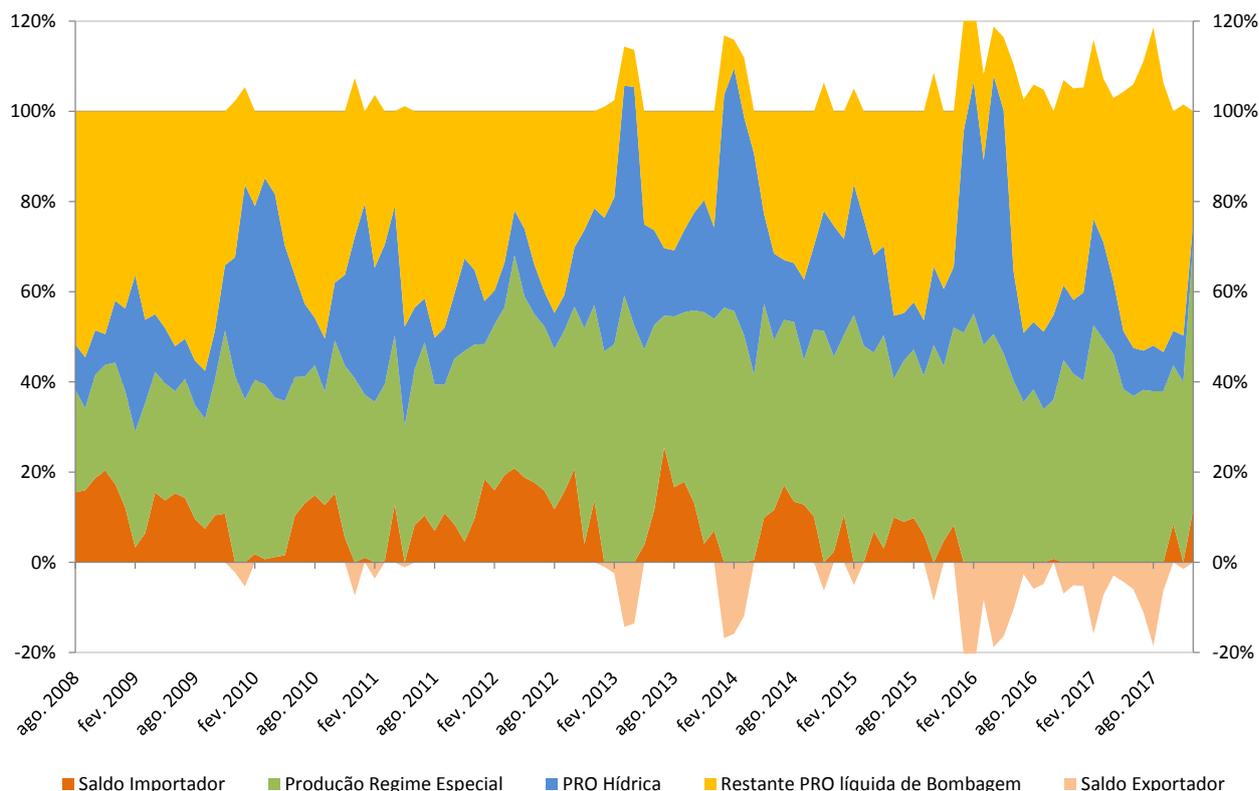
**Figura 2-17 - Energia transacionada no mercado ibérico por tecnologia**



Fonte: ERSE, OMIE

Numa análise focada para o caso português, observa-se na Figura 2-18 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, de facto, que alguns meses dos primeiros semestres de 2013 e 2014, e durante os primeiros oito meses de 2016, 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). No entanto, a partir de finais de 2016 registaram-se condições hidrológicas bastantes desfavoráveis à produção renovável, tendo-se mantido, contudo, e de forma contínua, um saldo exportador líquido, mostrando a volatilidade a que está sujeito o *mix* tecnológico de produção.

**Figura 2-18 - Satisfação do consumo referido à emissão em Portugal**

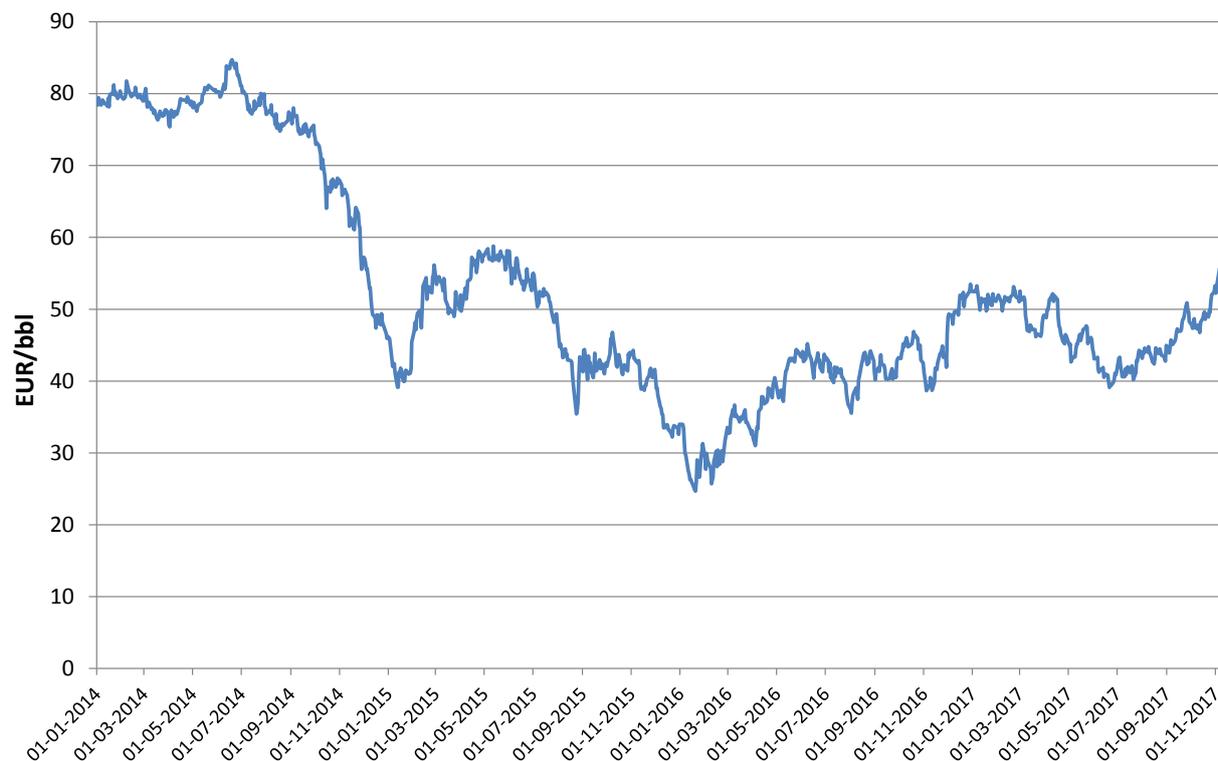


Fonte: ERSE, Reuters, REN

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

O preço do petróleo (Figura 2-19) 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 registou uma tendência de subida, com algumas oscilações em parte decorrentes das negociações ocorridas no seio da OPEP, tendo negociado durante o ano de 2017 num intervalo de cotações entre os 39 EUR/bbl e os 56 USD/bbl.

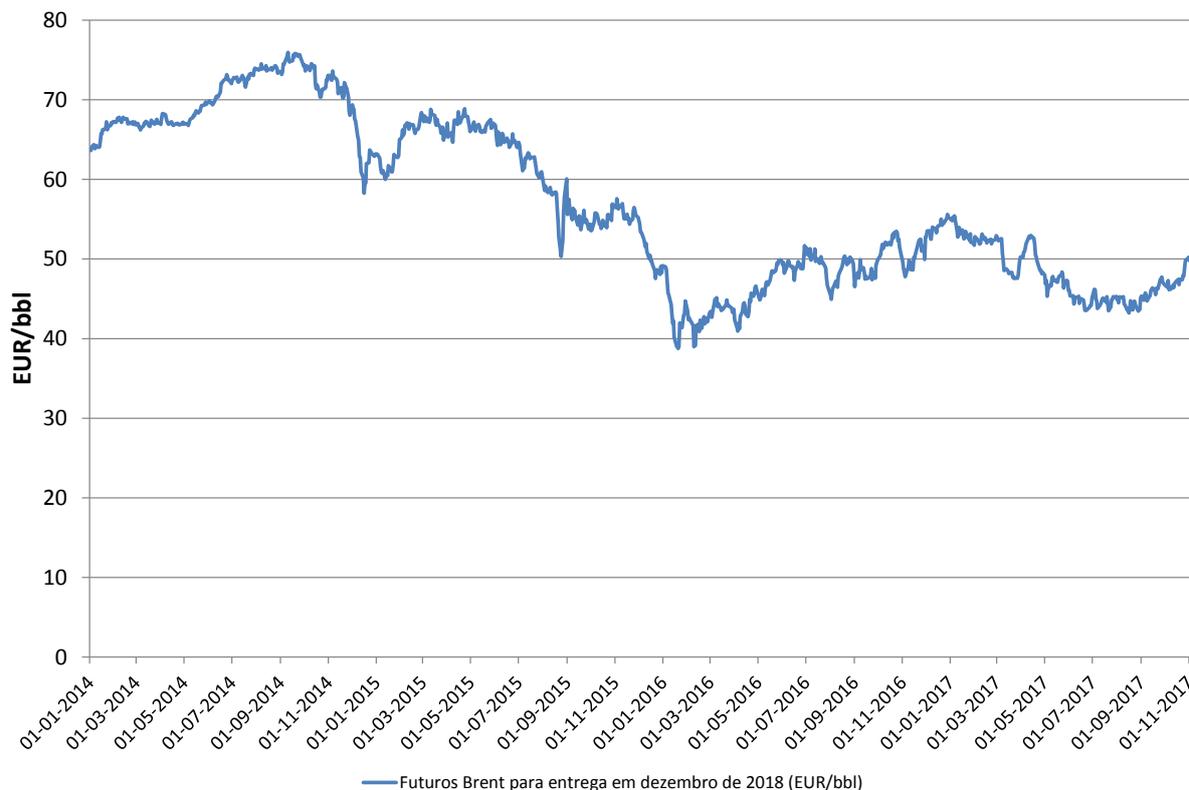
**Figura 2-19 - Evolução preço diário Brent (EUR/bbl) desde 2014**



Fonte: ERSE, Reuters

No que diz respeito aos mercados de futuros (Figura 2-20), os preços do petróleo para entrega no final do próximo ano apresentaram uma tendência de descida em 2017, para valores próximos dos 51 EUR/bbl em novembro, estando ligeiramente abaixo dos valores verificados um ano antes, quando registaram cotações em torno dos 50 EUR/bbl.

**Figura 2-20 - Preço de futuros petróleo Brent para entrega em dezembro de 2018**



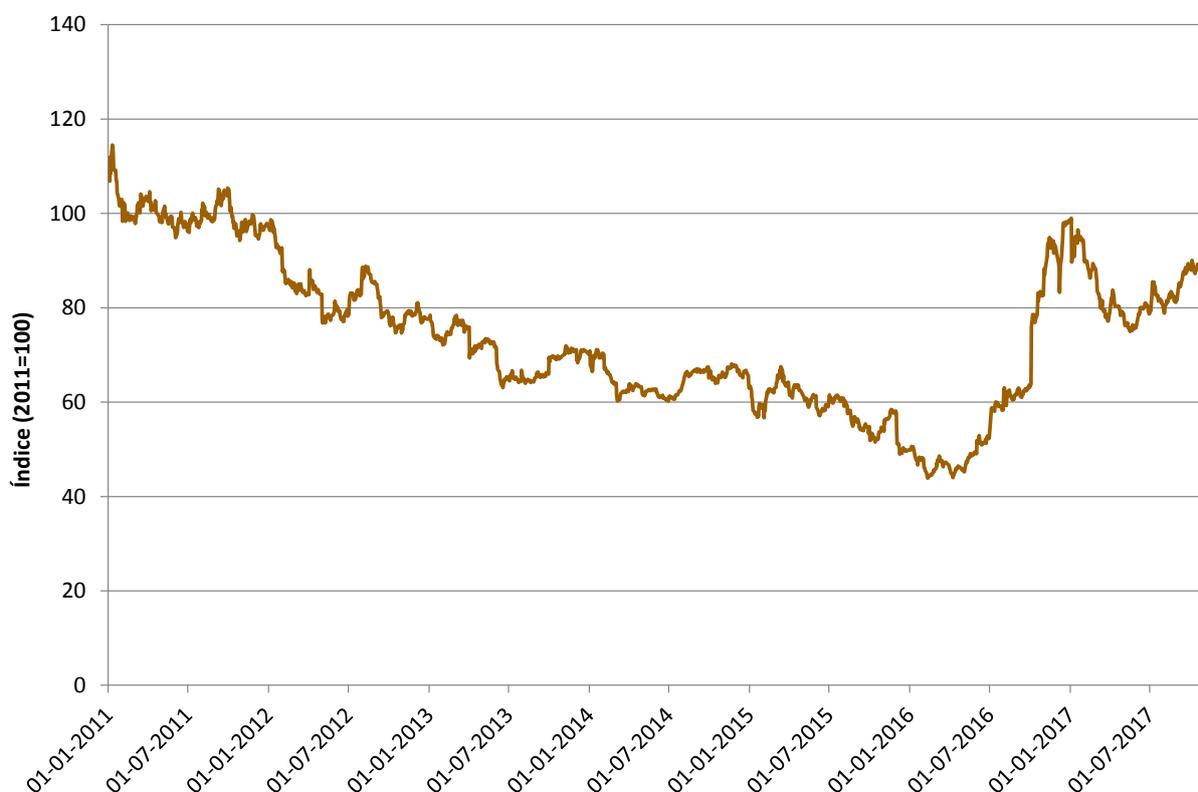
Fonte: ERSE, Reuters

No caso do carvão, o gráfico seguinte mostra que o seu preço registou uma acentuada diminuição entre janeiro de 2011 e meados de 2016, tornando as centrais a carvão mais competitivas face às centrais de ciclo combinado a gás natural durante um prolongado período de tempo. Nesta Figura 2-21 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, com o registo de uma quebra de 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 da queda dos últimos anos, com registo de um aumento muito significativo que se verificou a partir de setembro de 2016 e que se prolongou até finais de 2016, tendo no final de dezembro de 2016, atingido uma cotação 87 EUR/ton, o que representou mais do que uma duplicação do preço face ao mínimo do ano de 2016, de 38,5 EUR/ton, registado em fevereiro. Este aumento refletiu a reação do mercado às perturbações climáticas que afetaram a oferta e à decisão da China em cortar a produção do carvão com o objetivo de remover o excesso de capacidade da indústria<sup>9</sup>. No entanto, no início de 2017, registou-se uma inversão da tendência e os preços do carvão registaram uma queda significativa, principalmente em resultado de dois fatores. Um primeiro fator que

<sup>9</sup> No final de 2016 a China cortou o número de dias de trabalho nas minas de carvão de 330 para 276 dias e apresentou um plano que previa encerrar 1000 minas de carvão e, eventualmente, cortar a capacidade de produção durante os próximos 5 anos em cerca de 500 milhões de toneladas, da sua capacidade anual atual de 3600 milhões de toneladas.

contribuiu para a redução dos preços foi o facto de a China ter aliviado as restrições à produção de carvão anunciados no final de 2016. Estas medidas visaram garantir uma maior estabilidade do mercado e do preço do carvão. O outro fator que pressionou os preços em baixo foi a redução da procura global, pelo efeito sazonal, depois de ter passado o período de inverno mais rigoroso. A partir do segundo trimestre de 2017 os preços do carvão registaram cotações num intervalo entre os 65,8 EUR/ton e os 81,9 EUR/ton.

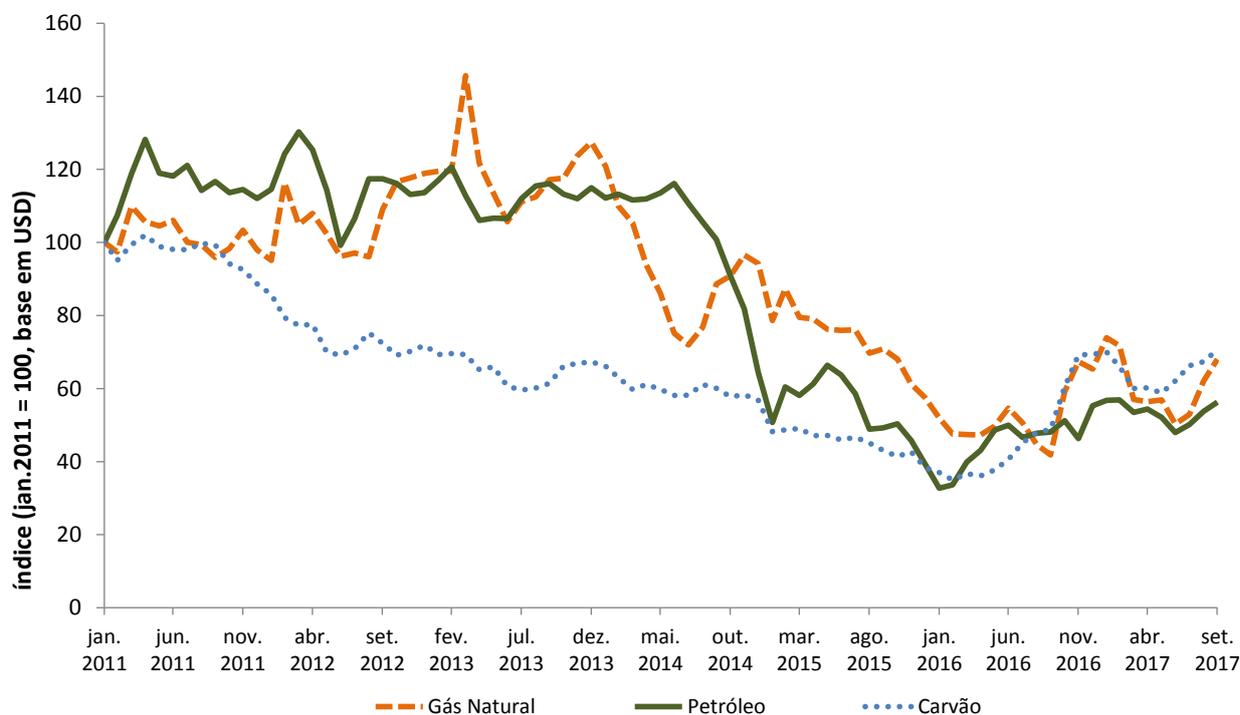
**Figura 2-21 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA  
(índice 2011=100, com base na cotação EUR/ton)**



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 2-22). No terceiro trimestre de 2017 todas estas *commodities* apresentaram uma tendência de recuperação, após a ligeira quebra registada no primeiro semestre do ano.

**Figura 2-22 - 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 2018, plasmadas no mercado de futuros de energia elétrica do OMIP, se confirmarem, o custo médio de aquisição para o próximo ano deverá ser cerca de 53,8 €/MWh, ligeiramente inferior ao estimado para 2017, que se situa em torno dos 55,5 €/MWh<sup>10</sup>, mas acima do que o previsto em tarifas de 2017 para 2017, 50,9 €/MWh (Quadro 2-6). Este valor reflete as tendências observadas nos preços nos mercados de petróleo e do carvão.

<sup>10</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 2-6 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR<sup>11</sup> para fornecimento dos clientes**

	2017		2018
	Tarifas 2017	Estimativa 2017 (valores reais até novembro)	Tarifas 2018
Custo de aquisição de energia para fornecimentos do CUR	50,9	55,5	53,8
Índice de produtividade hidroelétrica	1,00	0,51	1,00

Fonte: ERSE, REN

Assim, o custo médio de aquisição do CUR previsto para 2018 em Portugal é cerca de 53,8 €/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>12</sup> e do prémio de risco associado à contratação nos mercados de futuros nos termos do Regulamento Tarifário em vigor.

<sup>11</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>12</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 2018 por atividade no Continente**

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

Tarifas 2018	Proveitos por atividade (1)	Custos transferidos entre atividades (2)	Proveitos a proporcionar em 2018, previstos em 2017 (c/ ajustamento) (3) = (1) + (2)	Sustentabilidade e coexistência de mercados (4)	Tarifa social (5)	Tarifas 2018 (6) = (3) - (4) + (5)
<b>REN Trading</b>	<b>134 453</b>		<b>0</b>	<b>0</b>		<b>0</b>
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (CVEEAC)	134 453	-134 453 (GGS)	0			0
<b>ADENE</b>	<b>1 180</b>		<b>0</b>			<b>0</b>
Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC)	1 180	-1 180 (CVAT)	0			0
<b>REN</b>	<b>624 586</b>		<b>759 039</b>	<b>0</b>		<b>759 039</b>
Gestão Global do Sistema (GGS)	308 719	134 453 (CVEEAC)	443 172			443 172
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	315 868		315 868			315 868
<b>EDP Distribuição</b>	<b>3 610 997</b>	<b>-757 859</b>	<b>2 853 137</b>	<b>-10 764</b>	<b>-81 597</b>	<b>2 782 305</b>
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	1 072 026		1 072 026			1 072 026
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT)	2 538 970	-757 859 (OLMC + GGS + TEE)	1 781 111	-10 764		1 791 875
Tarifa social					-81 597	-81 597
<b>EDP Serviço Universal (CUR)</b>	<b>1 919 240</b>	<b>-1 675 228</b>	<b>244 013</b>	<b>10 764</b>		<b>233 248</b>
Compra e Venda de Energia Elétrica	1 489 586	-1 268 893	220 693	14 122		206 571
Compra e Venda de Energia Elétrica PRE (CVEE PRE)	1 268 893	-1 268 893 (Sobrecusto da PRE na CVAT)	0			0
Compra e Venda de Energia Elétrica Fornecimento a clientes (CVEE FC)	220 693		220 693	14 122		206 571
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	406 335	-406 335 (DEE + CVAT)	0			0
Comercialização (C)	23 320		23 320	0		23 320
Sobrespreiteo associado aplicação tarifa transitória				-3 357		3 357
			<b>3 856 189</b>	<b>0</b>	<b>-81 597</b>	<b>3 774 592</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 2018  (3) = (1) + (2)
<b>EDA</b>	<b>117 790</b>	<b>46 807</b>	<b>164 597</b>
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	93 041	20 828	113 869
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	21 949	21 670	43 619
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	2 801	4 309	7 110
<b>EEM</b>	<b>131 622</b>	<b>37 359</b>	<b>168 981</b>
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	102 180	9 168	111 349
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	26 390	26 114	52 504
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	3 051	2 077	5 128
			<b>333 578</b>

### 3.2 SÍNTESE DOS AJUSTAMENTOS DE 2016 E DE 2017

#### 3.2.1 AJUSTAMENTOS DE 2016

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

O Quadro 3-3 permite comparar, por atividade, os proveitos permitidos, previstos, a proporcionar em 2016 definidos em 2015 com base em previsões para esse ano, com os proveitos permitidos, definitivos, recalculados no ano 2017, com base em valores verificados em 2016.

Apresenta-se também os cálculos, por atividade, dos ajustamentos que se irão repercutir nas tarifas de 2018 e que resultam na diferença entre os proveitos faturados em 2016 por aplicação das tarifas e os proveitos permitidos, definitivos, recalculados em 2017 com base em valores verificados em 2016. Os ajustamentos<sup>13</sup> de 2016 a refletir em 2018 referentes às várias atividades reguladas são os seguintes:

- Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial: 4 874 milhares de euros;
- Gestão Global do Sistema: -52 033 milhares de euros;
- Transporte de Energia Elétrica: 389 milhares de euros;
- Compra e venda do acesso a rede de transporte: -15 339 milhares de euros;

<sup>13</sup> Ajustamentos com sinal positivo são valores a devolver pelas empresas.

- Distribuição de Energia Elétrica (DEE): 901 milhares de euros;
- Compra e Venda de Energia Elétrica: 77 885 milhares de euros;
- Comercialização: 1 911 milhares de euros.

PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2018 DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO

Quadro 3-3 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2016 a refletir em 2018, no Continente

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

	Proveitos a proporcionar em 2016, definidos em 2015 (tarifas 2016)	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 2016	Proveitos a proporcionar em 2016, definidos em 2017	Incentivos e custos aceites a posteriori	Acertos faturação de anos anteriores	Desvio	Desvio actualizado para 2018	Ajustamento provisório calculado em 2016 actualizado para 2018	Acerto do CAPEX e intertemporalidade	Ajustamentos extraordinários de anos anteriores	Ajustamento a repercutir em 2018
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9) = (2)+(3)+(4)-(7)+(8)	(10) = (9) x (1+2015)/(1+2016)	(11)	(12)	(12)	(13) = (10) - (11) + (12)
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	226 137				226 137	249 461	3 139		-26 463	-26 815	-31 595		93	4 874
<b>Proveitos permitidos à REN Trading</b>	<b>226 137</b>	<b>0</b>		<b>0</b>	<b>226 137</b>	<b>249 461</b>	<b>3 139</b>		<b>-26 463</b>	<b>-26 815</b>	<b>-31 595</b>	<b>0</b>	<b>93</b>	<b>4 874</b>
Gestão Global do Sistema (GGS)	430 307				423 003	472 982			-49 979	-50 644	1 122			-52 033
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	294 535				295 212	303 322	0		-8 110	-8 218		267		389
<b>Proveitos permitidos à REN</b>	<b>724 841</b>	<b>0</b>		<b>0</b>	<b>718 214</b>	<b>776 304</b>	<b>0</b>		<b>-58 089</b>	<b>-58 862</b>	<b>1 122</b>	<b>8 340</b>	<b>0</b>	<b>-51 644</b>
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)	2 357 123				2 297 175	2 312 313			-15 138	-15 339				-15 339
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	1 217 916				1 228 569	1 227 734	2 383		-1 548	-1 558		2 464	5	901
<b>Proveitos permitidos à EDP Distribuição</b>	<b>3 575 039</b>	<b>0</b>		<b>0</b>	<b>3 525 744</b>	<b>3 540 046</b>	<b>2 383</b>		<b>-16 686</b>	<b>-16 907</b>	<b>0</b>	<b>2 464</b>	<b>5</b>	<b>-14 438</b>
Compra e Venda de Energia Elétrica	1 450 770			-108 523	1 517 265	1 568 546		1 449	-1 027	-2 509	-80 394			77 885
Produção em regime especial (PRE)	1 254 585		33 156	0	1 254 585	1 364 263		1 449	-75 073	-76 071	-145 089			69 018
Fornecimento a clientes (FC)	196 185			-108 523	262 679	197 183			65 497	66 368	64 695			1 673
Ajustamento da actividade tarifária						7 100			7 100	7 194				7 194
Comercialização (C)	29 465	13 190			22 655	33 958			1 886	1 911				1 911
<b>Proveitos permitidos à EDP SU</b>	<b>1 480 235</b>	<b>13 190</b>		<b>-108 523</b>	<b>2 037 705</b>	<b>2 100 289</b>	<b>0</b>		<b>859</b>	<b>-597</b>	<b>-80 394</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>79 797</b>
<b>Total no Continente</b>							<b>5 522</b>		<b>-100 379</b>	<b>-103 182</b>	<b>-110 867</b>	<b>10 804</b>	<b>98</b>	<b>18 589</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 2016, com os proveitos de 2016 baseados em valores reais e com os proveitos recuperados em 2016 por aplicação das tarifas em vigor no Continente em 2016. A diferença entre estas duas rúbricas concorre para o cálculo dos ajustamentos aos proveitos permitidos de 2016 a repercutir nas tarifas de 2018. Adicionalmente, apresentam-se as restantes rubricas necessárias ao cálculo desse ajustamento.

O ajustamento a devolver pela EDA em 2018 relativamente ao ano de 2016 atualizado para 2018 será de 6 356 milhares de euros.

O ajustamento a devolver pela EEM em 2018 relativamente ao ano de 2016 atualizado para 2018 será de 4 862 milhares de euros.

As atualizações destes ajustamentos consideram as taxas EURIBOR a 12 meses média, determinada em valores diários de 2016, acrescida de um *spread* de 0,75 p.p. e EURIBOR a 12 meses média, determinada em valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano 2017, acrescida de *spread* de 0,75 p.p.

Os ajustamentos<sup>14</sup> de 2016 a refletir em 2018 referentes às várias atividades reguladas das Regiões Autónomas são os seguintes:

### EDA

- Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema: 10 512 milhares de euros;
- Distribuição de Energia Elétrica: -4 117 milhares de euros;
- Comercialização de Energia Elétrica: -38 milhares de euros;

### EEM

- Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema: 11 752 milhares de euros;
- Distribuição de Energia Elétrica: -6 898 milhares de euros;
- Comercialização de Energia Elétrica: 7 milhares de euros.

---

<sup>14</sup> Ajustamentos com sinal positivo são valores a devolver pelas empresas.

Quadro 3-4 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2016 a refletir em 2018, nas Regiões Autônomas

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

	Proveitos a proporcionar em 2016, definidos em 2015 (Tarifas 2015)	Proveitos recuperados em 2016, por aplicação das tarifas do Continente	Convergência Tarifária de 2016	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 2016, definidos em 2018	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	Ajustamento a repercutir em 2018 (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 2018
	(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	111 376	88 295	24 711	0	0	104 057	0	9 068	1 444	10 512
Distribuição de Energia Elétrica	33 323	24 917	8 981	0	0	36 917	0	-3 060	-1 058	-4 117
Comercialização de Energia Elétrica	7 055	2 479	4 573	0	0	7 146	0	-95	57	-38
<b>Proveitos permitidos à EDA</b>	<b>151 755</b>	<b>115 690</b>	<b>38 265</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>148 120</b>	<b>0</b>	<b>5 913</b>	<b>443</b>	<b>6 356</b>
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	112 541	97 467	13 328	0	0	98 635	-100	12 220	-467	11 752
Distribuição de Energia Elétrica	37 072	29 797	6 680	0	0	43 170	0	-6 782	-116	-6 898
Comercialização de Energia Elétrica	5 073	2 797	2 234	0	0	5 043	0	-12	19	7
<b>Proveitos permitidos à EEM</b>	<b>154 686</b>	<b>130 061</b>	<b>22 242</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>146 848</b>	<b>-100</b>	<b>5 426</b>	<b>-564</b>	<b>4 862</b>
<b>Total nas Regiões Autônomas</b>								<b>11 340</b>	<b>-121</b>	<b>11 218</b>

### 3.2.2 AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2017

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

O Quadro 3-5 evidencia os ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2017 a repercutir nas tarifas de 2018. 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 2017 e aplicada à taxa de remuneração final para esse ano.

Os ajustamentos referentes a 2017 são calculados em termos provisórios, o valor definitivo será calculado em 2018, com base em valores ocorridos e, incluídos nos proveitos permitidos para tarifas 2019. Os ajustamentos provisórios<sup>15</sup> de 2017 a refletir em 2018 referentes às várias atividades reguladas são os seguintes:

- Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial: 10 092 milhares de euros;
- Gestão Global do Sistema: -233 milhares de euros;
- Transporte de Energia Elétrica: -898 milhares de euros;
- Distribuição de Energia Elétrica (DEE): -10 701 milhares de euros;
- Compra e Venda de Energia Elétrica: 148 142 milhares de euros.

---

<sup>15</sup> Ajustamentos com sinal negativo são valores a receber pelas empresas.

**Quadro 3-5 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2017 a refletir em 2018, no Continente**

Unidade: 10<sup>7</sup> EUR

	Proveitos a proporcionar em 2017, definidos em 2016 (tarifas 2017)	Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência de acordo com o DL 74/2013	Proveitos estimados leturais em 2017	Proveitos estimados proporcionar em 2017, definidos em 2017	Incentivos e custos aceites a posteriori	Desvio[1]	Desvio atualizado para 2018	Acerto do CAPEX atualizado para 2018	Ajustamento provisório a repetir em 2018
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6) = (2)+(3)-(4)-(5)	(7) = (6) x (1+2016)	(8)	(9) = (7) + (8)
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	154 325		154 325	141 294	3 000	10 031	10 092		10 092
<b>Proveitos permitidos à REN Trading</b>	<b>154 325</b>		<b>154 325</b>	<b>141 294</b>	<b>3 000</b>	<b>10 031</b>	<b>10 092</b>	<b>0</b>	<b>10 092</b>
Gestão Global do Sistema (GGS)								-233	-233
Transporte de Energia Elétrica (TEE)								-898	-898
<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>-1 131</b>	<b>-1 131</b>
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)								-10 701	-10 701
<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>-10 701</b>	<b>-10 701</b>
Compra e Venda de Energia Elétrica	1 316 934	6 278	1 508 336	1 367 371	0	147 243	148 142		148 142
Produção em regime especial (PRE)	1 316 934	6 278	1 316 934	1 153 119		170 093	171 131		171 131
Fornecimento a clientes (FC)			191 403	214 252		-22 849	-22 989		-22 989
<b>Proveitos permitidos à EDP SU</b>	<b>1 316 934</b>	<b>6 278</b>	<b>1 508 336</b>	<b>1 367 371</b>	<b>0</b>	<b>147 243</b>	<b>148 142</b>	<b>0</b>	<b>148 142</b>
<b>Total no Continente</b>					<b>3 000</b>	<b>157 274</b>	<b>158 234</b>	<b>-11 832</b>	<b>146 402</b>

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

O Quadro 3-6 apresenta os acertos provisórios do CAPEX referentes ao ano de 2017, 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 2017. Estes ajustamentos são calculados em termos provisórios e o valor definitivo será calculado em 2018, com base em valores ocorridos e, incluídos nos proveitos permitidos para tarifas 2019.

Os ajustamentos provisórios<sup>16</sup> de 2017 a refletir em 2018 referentes às várias atividades reguladas das Regiões Autónomas são os seguintes:

**EDA**

- Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema: 260 milhares de euros;
- Distribuição de Energia Elétrica: 364 milhares de euros;
- Comercialização de Energia Elétrica: 159 milhares de euros;

<sup>16</sup> Ajustamentos com sinal positivo são valores a devolver pelas empresas.

**EEM**

- Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema: 707 milhares de euros;
- Distribuição de Energia Elétrica: 292 milhares de euros;
- Comercialização de Energia Elétrica: -5 milhares de euros.

**Quadro 3-6 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2017 a refletir em 2018, nas Regiões Autónomas**

Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR	
	Acerto do CAPEX de 2017 atualizado para 2018 a repercutir em tarifas de 2018
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	260
Distribuição de Energia Elétrica	364
Comercialização de Energia Elétrica	159
<b>Proveitos permitidos à EDA</b>	<b>782</b>
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	707
Distribuição de Energia Elétrica	292
Comercialização de Energia Elétrica	-5
<b>Proveitos permitidos à EEM</b>	<b>994</b>
<b>Total nas Regiões Autónomas</b>	<b>1 776</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 Pego). Assim, o Agente Comercial, no âmbito da sua atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE) 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 que é paga por todos os consumidores de energia elétrica.

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. Os custos de funcionamento da atividade de CVEE do Agente Comercial são incorporados no incentivo  $I_{CAE}$  no momento do ajustamento definitivo dos proveitos.

Deste modo, 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 no âmbito desta atividade que se preveem para o ano  $t^{17}$ ;
- Os proveitos associados ao incentivo para a otimização da 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  $t-2$ .

---

<sup>17</sup> No cálculo do ajustamento provisório para o ano  $t-1$  e do ajustamento definitivo para o ano  $t-2$  da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, os custos de funcionamento passam a ser parte integrante do incentivo para a otimização da gestão dos CAE.

**ANÁLISE DO DIFERENCIAL DE CUSTO**

O Quadro 4-1 apresenta os valores do diferencial de custo com os CAE previsto pela ERSE para 2018, do sobrecusto estimado para 2017, bem como do verificado em 2016.

**Quadro 4-1 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE previsto para 2018**

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

		2016 Verificado (1)	2017 Tarifas 2018 (2)	2018 Tarifas (3)	[(3)-(1)]/(1) %	[(3)-(2)]/(2) %
<b>Encargo de Potência</b>						
(1a)	Tejo Energia	108 974	109 678	109 390	0,4%	-0,3%
(1b)	Turbogás	128 322	135 695	136 448	6,3%	0,6%
(1)=(1a)+(1b)	<b>Total</b>	<b>237 295</b>	<b>245 373</b>	<b>245 838</b>	<b>3,6%</b>	<b>0,2%</b>
<b>Encargo de Energia</b>						
(2a)	Tejo Energia	98 163	147 592	126 887	29,3%	-14,0%
(2b)	Turbogás	123 115	168 888	200 200	62,6%	18,5%
(2)=(2a)+(2b)	<b>Total</b>	<b>221 279</b>	<b>316 480</b>	<b>327 087</b>	<b>47,8%</b>	<b>3,4%</b>
<b>Licenças de CO<sub>2</sub></b>						
(3a)	Tejo Energia	18 542	18 434	21 543	16,2%	16,9%
(3b)	Turbogás	5 662	7 185	10 086	78,1%	40,4%
(3c)	Receitas decorrentes trocas de licenças EUA por CER	36	0	0	-	-
(3)=(3a)+(3b)	<b>Total</b>	<b>24 240</b>	<b>25 619</b>	<b>31 628</b>	<b>30,5%</b>	<b>-</b>
<b>Receitas sem serviços de sistema</b>						
(4a)	Tejo Energia	163 785	245 667	224 055	36,8%	-8,8%
(4b)	Turbogás	125 952	236 476	238 219	89,1%	0,7%
(4)=(4a)+(4b)	<b>Total</b>	<b>289 738</b>	<b>482 142</b>	<b>462 275</b>	<b>59,5%</b>	<b>-4,1%</b>
<b>Receitas com reserva e regulação terciária</b>						
(5a)	Tejo Energia	8 027	589	840	-	-
(5b)	Turbogás	11 275	1 540	0	-	-
(5)=(5a)+(5b)	<b>Total</b>	<b>19 302</b>	<b>2 129</b>	<b>840</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 e custos com aquisição de energia elétrica dos produtores com CAE</b>						
(7a)	Tejo Energia	4 233	2 885	2 726	-35,6%	-5,5%
(7b)	Turbogás	4 484	3 612	4 039	-9,9%	11,8%
(7)=(7a)+(7b)	<b>Total</b>	<b>8 717</b>	<b>6 497</b>	<b>6 765</b>	<b>-22,4%</b>	<b>4,1%</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	58 100	32 333	35 651	-38,6%	10,3%
(9b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)+(7b)+(8b)	Turbogás	124 356	77 365	112 552	-9,5%	45,5%
(9c)=(3c)	Receitas decorrentes trocas de licenças EUA por CER	36	0	0	-	-
(10)=(9a)+(9b)+(9c)	<b>Total</b>	<b>182 492</b>	<b>109 698</b>	<b>148 203</b>	<b>-18,8%</b>	<b>35,1%</b>

Os encargos de potência previstos para 2018 estão ligeiramente acima dos valores estimados para 2017, o que decorre da evolução prevista das variáveis monetárias que influenciam estes encargos. No que diz respeito aos encargos de energia, a trajetória é oposta para cada central: a Tejo Energia tem um decréscimo acentuado em 2018 relativamente às estimativas para 2017, enquanto a Turbogás deverá apresentar em 2018 valores superiores aos estimados para 2017. A descida dos encargos de energia por parte da central da Tejo Energia face ao valor estimado para 2017 resultará do efeito conjugado da redução do custo variável unitário e da diminuição da quantidade de energia elétrica produzida pela central. Note-se que esta queda ocorreu após um acréscimo da ordem de 40% no preço do carvão de 2016 para 2017. No caso da Turbogás, o forte aumento do encargo de energia de 2016 para 2017 está relacionado com o aumento da produção da central e com o incremento dos custos variáveis unitários, por via do aumento estimado do preço do petróleo e, conseqüentemente, do preço do gás natural consumido por esta central nas condições definidas no AGC<sup>18</sup>. Para 2018, a ERSE prevê um encargo de energia da Turbogás superior ao estimado para 2017, em resultado do aumento de produção com custos variáveis unitários superiores.

Prevê-se, igualmente, que as receitas de venda de energia elétrica da Tejo Energia diminuam em 2018, relativamente ao que está estimado para 2017, devido à redução da quantidade produzida, apesar do aumento das receitas unitárias. No sentido oposto, está previsto um aumento das receitas da Turbogás decorrente do aumento da produção, mesmo com a diminuição da receita unitária.

Note-se que este ano foi a primeira vez em que o custo com a aquisição de energia elétrica dos produtores com CAE, referente aos seus consumos próprios, foi desagregado nas contas reais da empresa face às restantes rubricas de custos variáveis, embora nos quadros referentes a esta atividade que são apresentados no presente documento, esta rubrica de custos esteja agregada com os pagamentos da tarifa de URT.

---

<sup>18</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 4-2 - Principais pressupostos do cálculo do diferencial de custo previsto para 2018**

		2017	2018
Preço base <sup>(1)</sup>	€/MWh	53,7	51,4
Tejo Energia	Quantidades GWh	3 902	3 411
	Custo variável EUR/MWh	37,8	37,2
Turbogás	Quantidades GWh	3 388	3 557
	Custo variável EUR/MWh	49,8	56,3

<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 89.º do Regulamento Tarifário em vigor. O Quadro 4-3 apresenta as várias parcelas que estão na origem dos proveitos permitidos de 2018.

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

	Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR	
	Tarifas 2017	Tarifas 2018
Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE	121 594	148 203
Custos com aquisição de energia eléctrica, aos produtores com CAE	501 051	604 553
Outros custos, designadamente, custos com tarifa de URT e custos com aquisição de energia eléctrica dos produtores com CAE	3 292	6 765
Proveitos com a venda da energia eléctrica dos produtores com CAE	382 749	463 115
Custos de funcionamento no âmbito da actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	1 135	1 216
Custos de exploração da actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica (valor líquido)	1 122	1 205
Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	11	10
Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, líquido de amortizações e participações	37	11
Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	6,13%	5,50%
Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, no ano <i>t-1</i>	-31 403	10 092
Adiamento do ajustamento no ano <i>t</i> , dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, tendo em conta os valores ocorridos em	0	
Ajustamento no ano <i>t</i> , dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, tendo em conta os valores ocorridos em <i>t-2</i>	-192	4 874
Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a transferir para a GGS	154 325	134 453

#### 4.1.2 AJUSTAMENTOS

##### **AJUSTAMENTO EM 2016 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 14 de dezembro, os proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, em 2018, 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 à gestão otimizada dos CAE não cessados, referente a 2016, que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do respetivo artigo ao valores reais do diferencial de custo CAE de 2016. Este montante é atualizado para 2018, por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média, determinada com base nos valores diários do ano de 2016, acrescida do *spread*<sup>19</sup> de 0,75 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 2017, acrescida de *spread* de 0,75 pontos percentuais. Ao montante obtido desta forma, deduz-se o ajustamento provisório do ano 2016 efetuado nas tarifas de 2017, atualizado para 2018 com juro relativo a 2017 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 2016 a repercutir nas tarifas de 2018 é negativo, o que significa um valor a receber pela empresa. De salientar que este ajustamento inclui um acerto extraordinário de anos anteriores, a seguir descrito.

Este acerto corresponde à adequação da metodologia de cálculo da margem operacional da central da Turbogás usada no cálculo do incentivo  $I_{CAE}$  face ao que foi usado na parametrização do incentivo para o período regulatório de 2015 a 2017. Na definição das tarifas de 2016, a margem operacional da central da Turbogás, que foi usada para determinar o incentivo  $I_{CAE}$  referente a 2014, foi, por lapso, calculada excluindo a componente fixa do AGC e os custos com as tarifas de acesso à rede de gás natural, quando deveria apenas ter excluído a componente fixa do AGC. Este aspeto originou um aumento da margem operacional de forma artificial e, conseqüentemente, do incentivo  $I_{CAE}$ , que a ERSE teve de retificar no presente exercício tarifário, implicando um ajustamento no valor de 90,7 milhares de euros, acrescido de juros de 2016 para 2018.

---

<sup>19</sup> O enquadramento da definição deste parâmetro encontra-se no capítulo 2.1 deste documento.

**Quadro 4-4 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade CVEE do Agente Comercial em 2016**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR	
		2016	Tarifas 2016
1	Custos com aquisição de energia elétrica, aos produtores com CAE	494 915	427 768
2	Outros custos, designadamente, custos com tarifa de URT e custos com aquisição de energia elétrica dos produtores com CAE	8 717	2 448
3	Proveitos com a venda da energia elétrica dos produtores com CAE	321 140	272 381
4	Custos de funcionamento no âmbito da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	0	1 332
5	Ajustamento t-1	-38 602	-38 602
6	Ajustamento t-2	-28 367	-28 367
7	Incentivos ICAE e PAM t-2	3 139	
<b>A = 1 + 2 - 3 + 4 - 5 - 6 + 7</b>	<b>Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC</b>	<b>252 600</b>	<b>226 137</b>
<b>B</b>	<b>Sobrecusto recuperado pela GGS</b>	<b>226 137</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 para t</b>	<b>-26 815</b>	
D	Valores provisórios relativos a t-2 considerados nas tarifas de t-1	-31 403	
<b>E = D * (1+ it-1)</b>	<b>Valores provisórios relativos a t-2 considerados nas tarifas de t-1 atualizados para t</b>	<b>-31 595</b>	
i <sub>t-2</sub>	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários do ano 2016 + spread	0,715%	
i <sub>t-1</sub>	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de 2017 + spread	0,610%	
<b>G</b>	<b>Ajustamentos extraordinários de anos anteriores, atualizados para t-2</b>	<b>93</b>	
<b>F = C - E + G * (1 + it-2) * (1+it-1)</b>	<b>Ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do AC atualizado para t</b>	<b>4 874</b>	

A análise efetuada nos pontos seguintes incide sobre o diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2016, ano t-2.

Análise do diferencial de custo

O Quadro 4-5 compara o valor do diferencial de custo do Agente Comercial previsto nas tarifas de 2016 com o valor real ocorrido nesse ano.

**Quadro 4-5 – Desvios em 2016 do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR			
		2016 Tarifas (1)	2016 Verificado (2)	[(2)-(1)]	[(2)-(1)]/(1) %
<b>Encargo de Potência</b>					
(1a)	Tejo Energia	112 379	108 974	-3 405	-3%
(1b)	Turbogás	110 182	128 322	18 140	16%
(1)=(1a)+(1b)	<b>Total</b>	<b>222 561</b>	<b>237 295</b>	<b>14 734</b>	<b>7%</b>
<b>Encargo de Energia</b>					
(2a)	Tejo Energia	80 950	98 163	17 213	21%
(2b)	Turbogás	98 749	123 115	24 367	25%
(2)=(2a)+(2b)	<b>Total</b>	<b>179 699</b>	<b>221 279</b>	<b>41 580</b>	<b>23%</b>
<b>Licenças de CO2</b>					
(3a)	Tejo Energia	20 053	18 542	-1 511	-8%
(3b)	Turbogás	5 455	5 662	207	4%
(3c)	Receitas decorrentes de trocas de licenças EUA por CER	0	36	36	-
(3d)	Licenças - Outras	0	0	0	-
(3)=(3a)+(3b)+(3c)+(3d)	<b>Total</b>	<b>25 508</b>	<b>24 240</b>	<b>-1 268</b>	<b>-5%</b>
<b>Receitas sem serviços de sistema</b>					
(4a)	Tejo Energia	161 270	163 785	2 515	2%
(4b)	Turbogás	111 111	125 952	14 842	13%
(4)=(4a)+(4b)	<b>Total</b>	<b>272 381</b>	<b>289 738</b>	<b>17 357</b>	<b>6%</b>
<b>Receitas com reserva e regulação terciária</b>					
(5a)	Tejo Energia	0	8 027	8 027	-
(5b)	Turbogás	0	11 275	11 275	-
(5)=(5a)+(5b)	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>19 302</b>	<b>19 302</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>Pagamentos da tarifa de URT e custos com aquisição de energia elétrica dos produtores com CAE</b>					
(7a)	Tejo Energia	941	4 233	3 293	350%
(7b)	Turbogás	1 508	4 484	2 977	197%
(7)=(7a)+(7b)	<b>Total</b>	<b>2 448</b>	<b>8 717</b>	<b>6 269</b>	<b>256%</b>
<b>Diferencial de custo (sobrecusto CAE)</b>					
(8a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)+(7a)	Tejo Energia	53 053	58 100	5 047	10%
(8b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)+(7b)	Turbogás	104 782	124 356	19 574	19%
(8c)=(3c)	Receitas decorrentes de trocas de licenças EUA por CER	0	36	36	-
(8d)=(3d)	Licenças - Outras	0	0	0	-
(8)=(8a)+(8b)+(8c)+(8d)	<b>Total</b>	<b>157 836</b>	<b>182 492</b>	<b>24 657</b>	<b>16%</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 primeiro depende também dos custos variáveis unitários, por sua vez dependente dos custos com combustíveis,

e o segundo da receita unitária, que varia com os preços nos mercados de eletricidade e de serviços de sistema.

O Quadro 4-6 mostra que a quantidade de energia elétrica produzida pelas centrais com CAE em 2016 foi superior ao previsto em 28,5%, quer devido à produção da Turbogás, que foi superior ao previsto em mais de 40%, enquanto a produção da Tejo Energia foi superior em mais de 20%. A amplitude destas diferenças justifica-se, principalmente, pela baixa hidraulicidade no segundo semestre e pelo aumento significativo do saldo exportador, associado a uma pequena queda da produção em regime especial face à previsão nas tarifas de 2016 e ao nível do consumo de energia elétrica estável, o que permitiu a colocação em mercado da produção destas centrais.

**Quadro 4-6 – Desvios em 2016 da produção das centrais com CAE**

Unidade: GWh

	Implícito no diferencial de custo previsto para 2016 (1)	Verificado 2016 (2)	% [(2)-(1)]/(1)
<b>Tejo Energia</b>	3 015	3 642	20,8%
<b>Turbogás</b>	1 881	2 651	40,9%
<b>Total</b>	4 896	6 294	28,5%

Os custos variáveis unitários de produção foram superiores ao previsto na Tejo Energia, em cerca de 0,4%. Na Turbogás, por outro lado, verificou-se que os custos variáveis unitários foram inferiores ao previsto em mais de 11%, como se pode verificar no Quadro 4-7. Estes desvios estão ligados à variação do preço dos combustíveis associados a cada central: o carvão subiu em relação ao previsto (Tejo Energia) e o gás natural desceu (Turbogás).

**Quadro 4-7 – Desvios em 2016 do custo variável unitário de produção (sem CO<sub>2</sub>) das centrais com CAE**

Unidade: €/MWh

	Implícito no diferencial de custo previsto nas Tarifas 2016	Verificado 2016	% [(2)-(1)]/(1)
<b>Tejo Energia</b>	26,8	27,0	0,4%
<b>Turbogás</b>	52,5	46,4	-11,5%

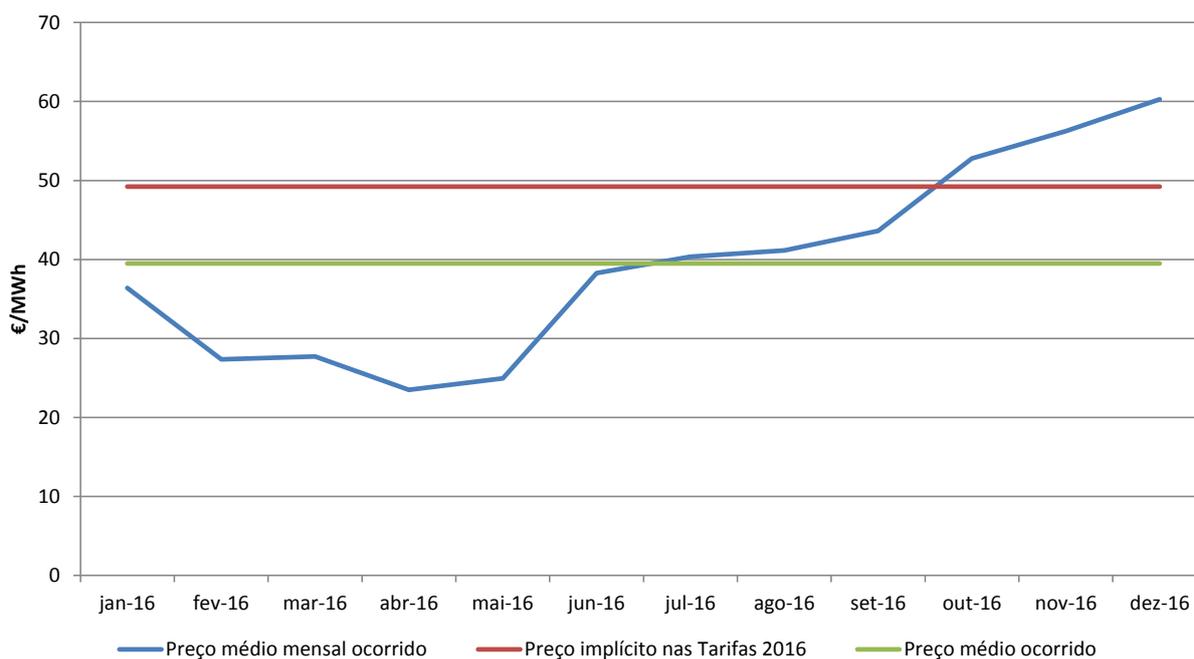
O Quadro 4-8 mostra o desvio ocorrido ao nível da receita unitária nas duas centrais com CAE.

**Quadro 4-8 – Desvios em 2016 da receita unitária de venda da energia elétrica das centrais com CAE**

	Implícito no diferencial de custo previsto para 2016 (1)	Verificado 2016 (2)	Unidade: €/MWh % [(2)-(1)]/(1)
<b>Tejo Energia</b>	53,5	47,2	-11,8%
<b>Turbogás</b>	59,1	51,8	-12,4%

As receitas unitárias de ambas as centrais foram inferiores às previstas, em cerca de 12%. Na globalidade, o facto do preço de mercado ter sido, em termos anuais, inferior ao previsto em cerca de 20%, como se pode ver na Figura 4-1, explica que as receitas unitárias tenham também sido inferiores ao previsto, embora com uma diferença menos acentuada devido à otimização do perfil de produção destas centrais face ao perfil de preços de mercado.

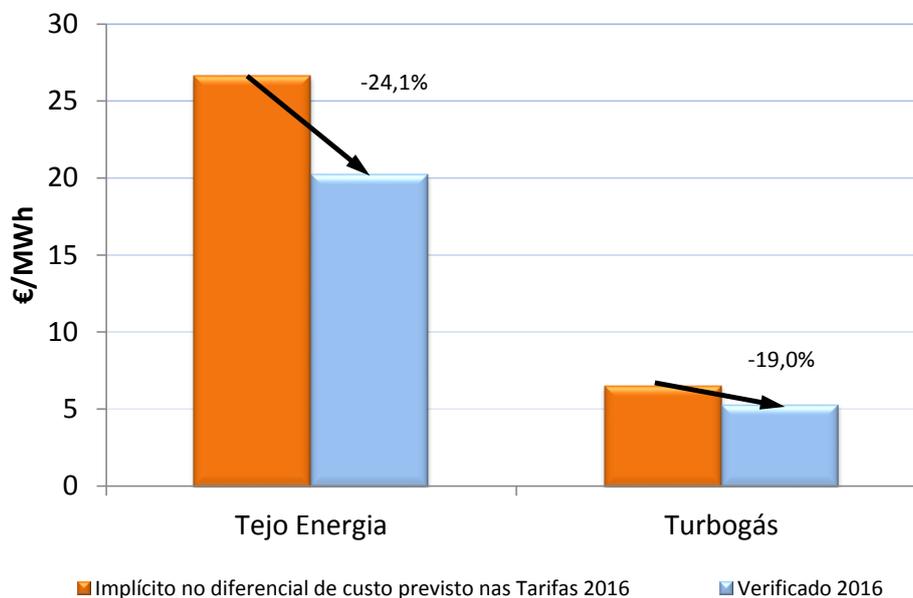
**Figura 4-1 - Evolução do preço médio mensal de mercado no pólo português**



A redução das receitas unitárias na central da Tejo Energia foi acompanhada de um aumento dos custos unitários desta central, pelo que o *mark-up* diminuiu (-6,4€/MWh), embora mantendo-se largamente positivo, como mostra a Figura 4-2. No caso da Turbogás, o decréscimo das receitas unitárias foi

superior ao decréscimo dos custos variáveis, resultando, neste caso também, numa diminuição do *mark-up* em relação ao previsto (-1,2€/MWh).

**Figura 4-2 – Desvios em 2016 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 previstas nos próprios CAE.

O valor do encargo de potência verificado em 2016 na central da Turbogás situou-se 16% acima do previsto, o que se deveu a uma subestimação do valor considerado pela ERSE nas tarifas de 2016. No caso da central da Tejo Energia observou-se uma ligeira redução do encargo de potência (-3%).

#### 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).

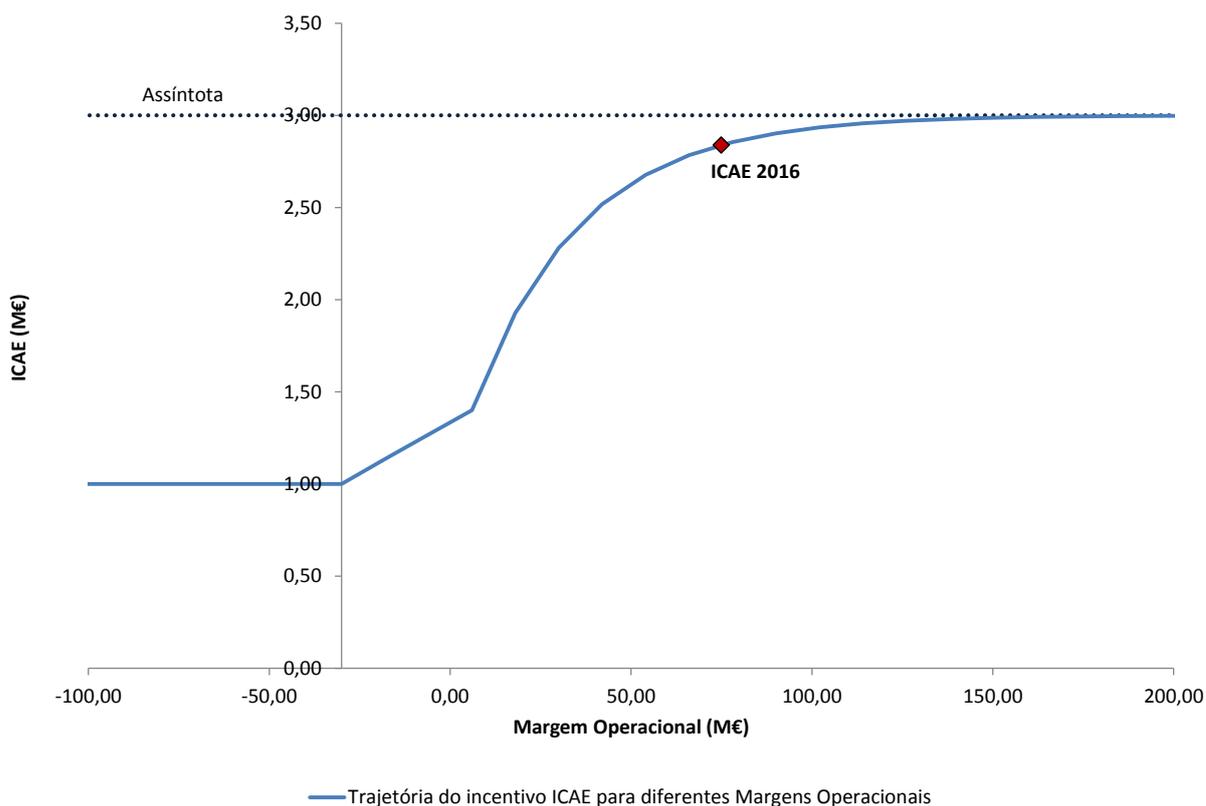
Este incentivo  $I_{CAE}$  é determinado em função da margem operacional obtida para o *portfolio* das centrais geridas pela REN Trading. Para efeitos de cálculo desta margem operacional considera-se a receita

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<sub>CAE</sub>

No cálculo da margem operacional da central da Turbogás foram incluídos nos custos variáveis os custos com as tarifas de acesso à rede de gás natural (ATR), uma vez que estas estão correlacionadas com a produção da central. Esta forma de cálculo permite adequar a aplicação do incentivo ao método como foram preparados os cenários usados na definição dos seus parâmetros. A figura e o quadro seguintes apresentam os resultados da aplicação do incentivo I<sub>CAE</sub>, que em 2016 foi de 2 839 milhares de euros.

**Figura 4-3 - Mecanismo de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia em 2016**



Comparando com 2015, em 2016 houve uma diminuição dos preços dos combustíveis associados a cada central, como já foi referido anteriormente, e do preço de energia elétrica em Portugal. Por outro

lado, as quantidades produzidas pelas centrais com CAE aumentaram. Estes efeitos conjugados resultaram num descida de margem do *portfolio* das centrais e do incentivo face a 2015.

**Quadro 4-9 - Proveitos com o mecanismo de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia em 2016**

10 <sup>6</sup> €	Margem Operacional	ICAE
REN Trading (Tejo Energia e Turbogás)	74,904	2,839

**CÁLCULO DO PRÉMIO DE ADEQUAÇÃO EM MERCADO CONSIDERADO NO I<sub>CAE</sub>**

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<sub>CAE</sub> um Prémio de Adequação em Mercado (P<sub>AM</sub>), 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<sub>AM</sub>), em euros, é calculado pela seguinte expressão:

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

- $k$  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 2016, repartidos por períodos de cheias, pontas e vazio.

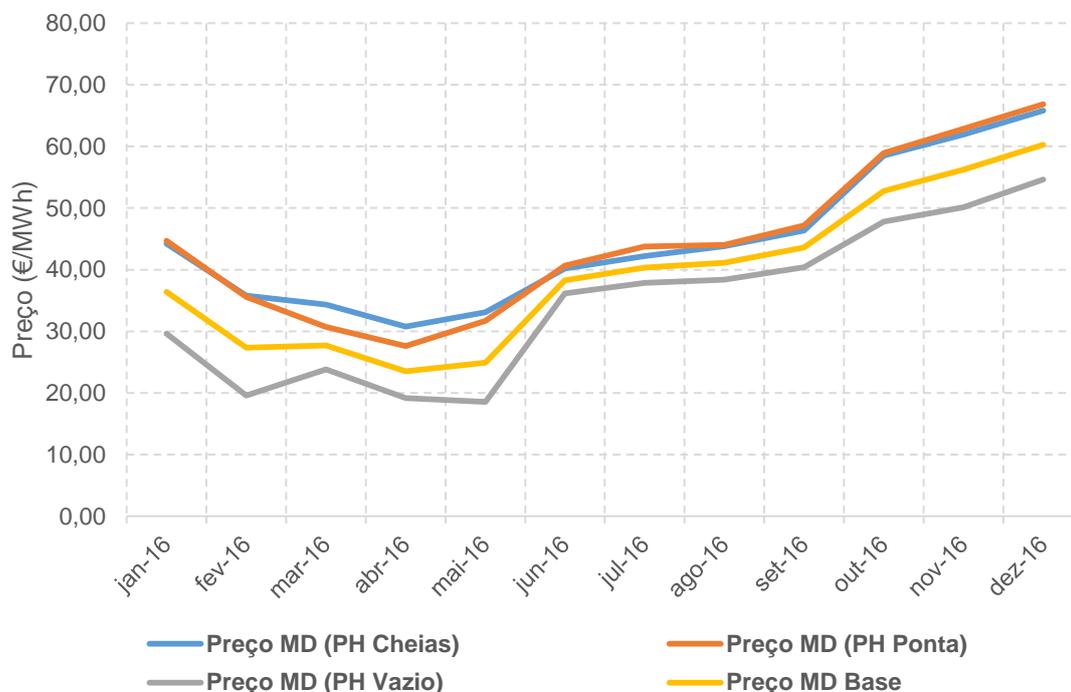
**Quadro 4-10 - Volumes de contratação nos diferentes referenciais de mercado**

Referencial de contratação	Cheias	Ponta	Vazio	TOTAL 2016
Contratação em mercado diário (MWh)	878.989,20	2.664.671,80	2.213.484,80	5.757.145,80
Contratação líquida em mercados intradiários (MWh)	62.221,00	162.753,70	118.857,80	343.832,50
Programa MD+MiD (MWh)	941.210,20	2.827.425,50	2.332.342,60	6.100.978,30
Contratação de energia de reserva secundária (MWh)	34,10	4,10	982,70	1.020,90
Contratação de energia de reserva de regulação (MWh)	6.418,30	-240.308,40	140.494,80	-93.395,30
Contratação de energia para resolução de restrições (MWh)	77.128,20	100.212,10	118.075,10	295.415,40
Contratação em mercados de operação (MWh)	83.580,60	-140.092,20	259.552,60	203.041,00
Programa final (MWh)	1.024.790,80	2.687.333,30	2.591.895,20	6.304.019,30
Programa real (MWh)	1.022.704,60	2.678.781,60	2.581.306,10	6.282.792,30
Dvios à programação (MWh)	-2.086,20	-8.551,70	-10.597,30	-21.235,20

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 2016, cobrindo cada um dos três períodos horários e o preço base (todas as horas).

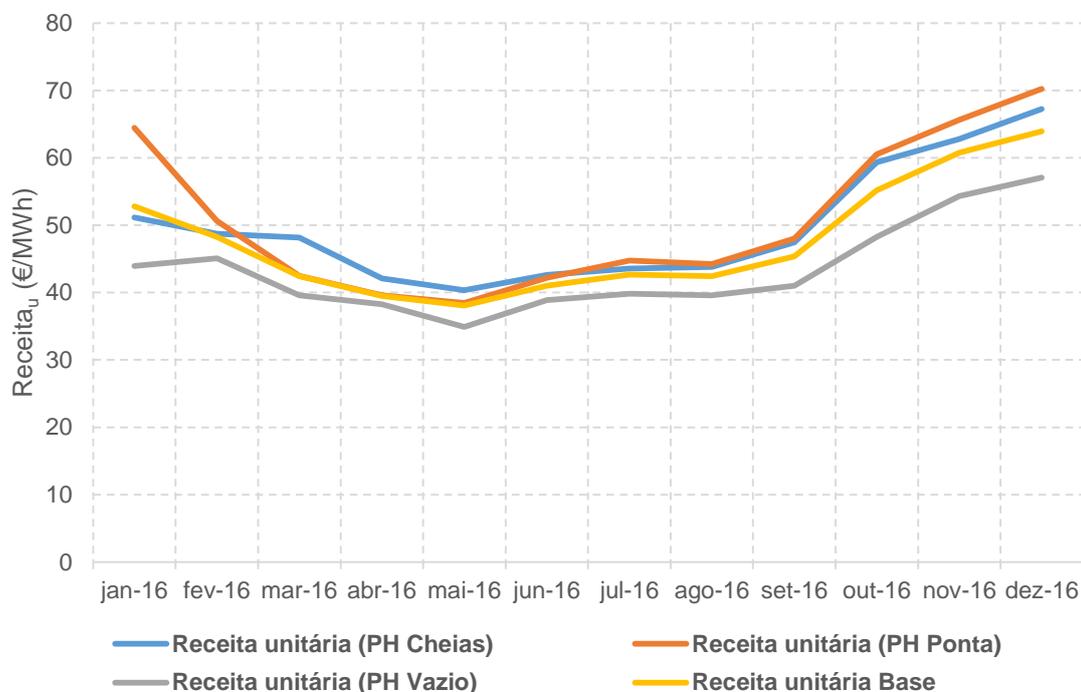
**Figura 4-4 - Preço de mercado diário do MIBEL para os períodos horários (cheias, ponta e vazio) e para todas as horas (base), em 2016**  
**Média aritmética mensal**



Conforme se extrai da Figura 4-4, o preço do mercado diário do MIBEL foi, em geral, mais elevado no quarto semestre do ano de 2016, com parte dos primeiro e segundo semestres marcados por disponibilidade 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 nos diferentes referenciais de contratação para os períodos horários (Cheias, Ponta e Vazio) e para todas as horas (base), em 2016  
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.

**Quadro 4-11 - Valores parciais e cálculo do prémio PAM do incentivo CAE em 2016**

PH	rPH (€/MWh)	pmdPH (€/MWh)	qPH (MWh)	ΣPH (€)
Vazio	45,00	43,87	2.581.306,10	2.916.875,89
Pontas	52,23	50,29	2.678.781,60	5.196.836,30
Cheias	50,66	49,55	1.022.704,60	1.135.202,11
<b>Média/Soma</b>	<b>49,00</b>	<b>47,71</b>	<b>6.282.792,30</b>	<b>9.248.914,30</b>
<b>Prémio associado ao incentivo (PAM) considerando o escalar k = 0,5</b>				<b>4.624.457,15</b>

A estratégia de contratação seguida pelo Agente Comercial representou, assim, uma receita adicional sobre uma colocação plana em mercado diário de cerca de 9,25 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 4,62 milhões de euros, largamente acima do limite máximo aprovado de 300 000 euros. Consequentemente o valor final do Prémio de Adequação em Mercado P<sub>AM</sub> previsto no incentivo CAE corresponde, para o ano de 2016, e conforme sumarizado no Quadro 4-12, aos referidos 300 000 euros.

**Quadro 4-12 - Proveitos Prémio de Adequação em Mercado em 2016**

PH	rPH (€/MWh)	pmdPH (€/MWh)	qPH (MWh)	ΣPH (€)
Vazio	45,00	43,87	2.581.306,1	2.916.875,89
Pontas	52,23	50,29	2.678.781,6	5.196.836,30
Cheias	50,66	49,55	1.022.704,6	1.135.202,11
<b>Média/Soma</b>	<b>49,00</b>	<b>47,71</b>	<b>6.282.792,3</b>	<b>9.248.914,30</b>
			k	0,5
			<b>PAM</b>	<b>300.000,00</b>

**AJUSTAMENTO PROVISÓRIO EM 2017 DO DIFERENCIAL DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA AOS PRODUTORES COM CAE**

O cálculo do desvio provisório de 2017 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 novembro de 2017, 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 2017**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR
		2017
1	Sobrecusto recuperado pela GGS	154 325
2	Sobrecusto com a aquisição de energia previsional	109 698
3	Ajustamento t-1	-31 403
4	Ajustamento t-2	-192
5	Incentivos CAE e CO2 t-1	3 000
<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>10 031</b>
$i_{t-1}$	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de 2017 + spread	0,610%
<b>B = A * (1+it-1)</b>	<b>Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC atualizado para t</b>	<b>10 092</b>

Nos pontos seguintes serão analisados o ajustamento entre os valores previstos e estimados para 2017 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 2017 pela ERSE, com base em dados verificados até agosto de 2017, comparando-os com os valores previstos no ano anterior pela ERSE nas tarifas de 2017.

**Quadro 4-14 - Desvio do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE estimado para 2017**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
		2017 Tarifas (1)	2017 Tarifas 2018 (2)	[(2)-(1)]/(1) %
<b>Encargo de Potência</b>				
(1a)	Tejo Energia	109 558	109 678	0,1%
(1b)	Turbogás	135 161	135 695	0,4%
(1)=(1a)+(1b)	<b>Total</b>	<b>244 718</b>	<b>245 373</b>	<b>0,3%</b>
<b>Encargo de Energia</b>				
(2a)	Tejo Energia	92 699	147 592	59,2%
(2b)	Turbogás	139 868	168 888	20,7%
(2)=(2a)+(2b)	<b>Total</b>	<b>232 567</b>	<b>316 480</b>	<b>36,1%</b>
<b>Licenças de CO2</b>				
(3a)	Tejo Energia	16 693	18 434	10,4%
(3b)	Turbogás	7 072	7 185	1,6%
(3)=(3a)+(3b)	<b>Total</b>	<b>23 765</b>	<b>25 619</b>	<b>7,8%</b>
<b>Receitas sem serviços de sistema</b>				
(4a)	Tejo Energia	191 562	245 667	28,2%
(4b)	Turbogás	191 086	236 476	23,8%
(4)=(4a)+(4b)	<b>Total</b>	<b>382 649</b>	<b>482 142</b>	<b>26,0%</b>
<b>Receitas com reserva e regulação terciária</b>				
(5a)	Tejo Energia	101	589	485%
(5b)	Turbogás	0	1 540	-
(5)=(5a)+(5b)	<b>Total</b>	<b>101</b>	<b>2 129</b>	<b>2012%</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 e custos com aquisição de energia elétrica dos produtores com CAE</b>				
(7a)	Tejo Energia	1 470	2 885	96,2%
(7b)	Turbogás	1 822	3 612	98,3%
(7)=(7a)+(7b)	<b>Total</b>	<b>3 292</b>	<b>6 497</b>	<b>97,3%</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>28 757</b>	<b>32 333</b>	<b>12,4%</b>
(9b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)+(7b)+(8b)	<b>Turbogás</b>	<b>92 837</b>	<b>77 365</b>	<b>-16,7%</b>
(10)=(9a)+(9b)	<b>Total</b>	<b>121 594</b>	<b>109 698</b>	<b>-9,8%</b>

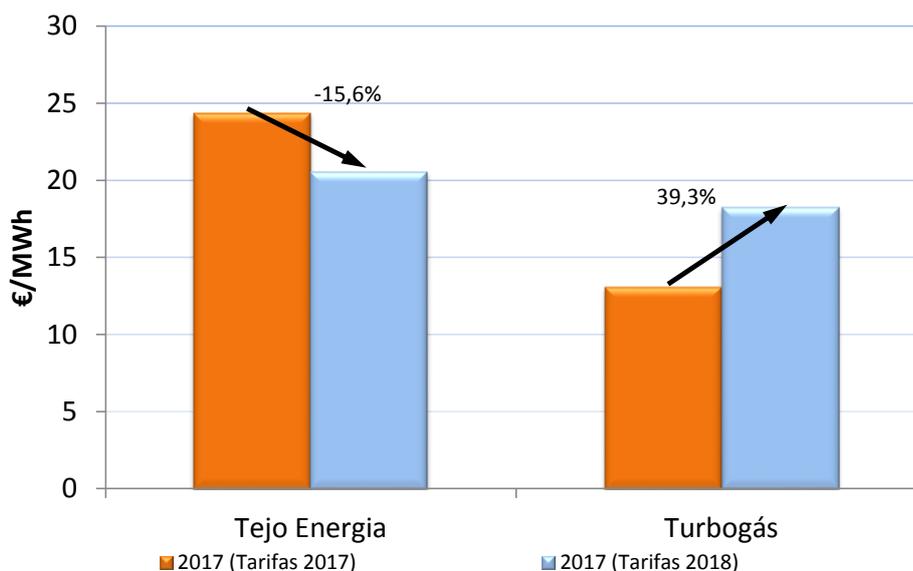
Estima-se que o diferencial de custos com os CAE seja inferior ao previsto em cerca de 9,8%. O principal contributo para este desvio foi o acréscimo da estimativa para a receita sem serviços de sistema de ambas as centrais (+26%), face ao previsto nas tarifas de 2017, pese embora o aumento de cerca de 36,1% no encargo de energia. Como referido anteriormente neste capítulo, a diferença na parcela “Pagamentos da tarifa de URT e custos com aquisição de energia elétrica dos produtores com CAE” entre o estimado e o previsto deriva da inclusão dos custos com aquisição de energia elétrica, ao contrário do que foi feito nas tarifas de 2017.

O Quadro 4-15 apresenta as principais diferenças em termos de pressupostos considerados em 2017 e os que estão implícitos nas tarifas de 2018, destacando-se o maior valor estimado para as receitas unitárias tanto da Tejo Energia, como da Turbogás, decorrente de uma correção em alta da previsão do preço de energia elétrica no mercado *spot*. Visto que o desvio da receita unitária da Tejo Energia é proporcionalmente inferior ao desvio dos custos variáveis, também apresentado no quadro abaixo, o seu *mark-up* deverá ser, em 2017, inferior ao previsto nas tarifas do ano anterior, conforme se ilustra na Figura 4-6. Por outro lado, a Turbogás apresenta um aumento do *mark-up* devido ao facto da variação da sua receita unitária ser proporcionalmente superior ao aumento dos custos variáveis

**Quadro 4-15 - Pressupostos considerados**

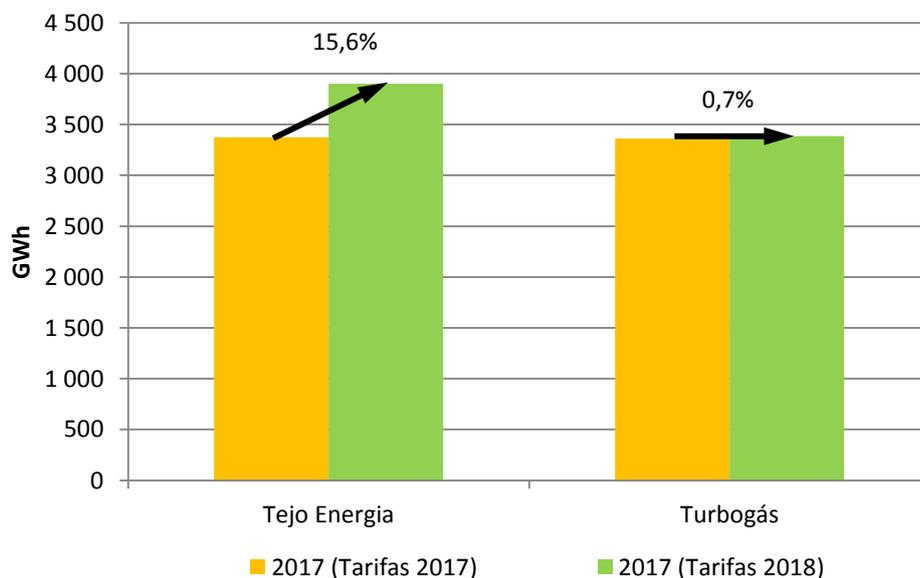
		2017 (Tarifas 2017)	2017 (Tarifas 2018)
Tejo Energia	<u>Preço médio do mercado em Portugal</u>	47,3	53,7
	<u>Receita unitária (com serviços sistema)</u>	€ /MWh 56,8	63,1
	<u>Custo variável com CO<sub>2</sub></u>	32,4	42,5
	<u>Produção</u>	GWh 3 375	3 902
Turbogás	<u>Preço médio do mercado em Portugal</u>	47,3	53,7
	<u>Receita unitária (com serviços sistema)</u>	€ /MWh 56,8	70,3
	<u>Custo variável com CO<sub>2</sub></u>	43,7	52,0
	<u>Produção</u>	GWh 3 363	3 388

**Figura 4-6 - Desvios em 2017 do *mark-up* das centrais com CAE**



A produção estimada para 2017 deverá ficar acima do previsto em tarifas de 2017 para o *portfolio* das centrais (+8,2%), sendo o desvio na Tejo Energia de +15,6% e na Turbogás de +0,7%.

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



A conjugação dos desvios nos *mark-ups* com os desvios por excesso da produção das centrais, que agora se estima face às previsões das tarifas de 2017, justifica maioritariamente o desvio por defeito entre o diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE estimado para 2017 e previsto em tarifas de 2017.

#### 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 2017, o montante de 2,7 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 2018, 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.

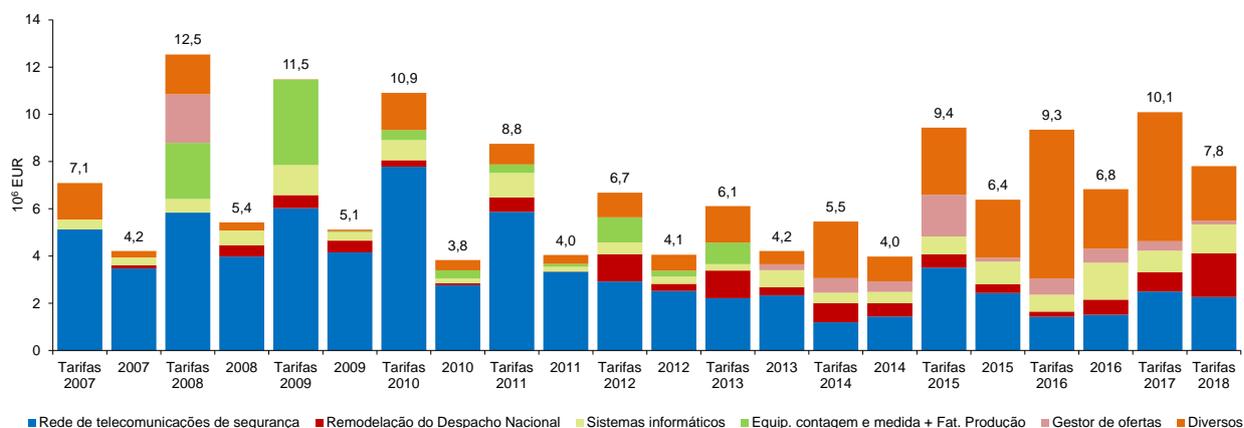
##### 4.2.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

A atividade de GGS foi regulada por remuneração dos ativos em exploração e por custos aceites em base anual, ambos objeto de ajustamento *a posteriori* até 2017. No atual período regulatório a atividade de GGS passou a ser regulada através da aplicação de incentivos, através da aplicação de uma metodologia de *revenue cap*, com incidência no OPEX, tendo-se mantido a anterior metodologia de regulação ao CAPEX.

#### 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 2016, bem como os valores aceites pela ERSE no cálculo das tarifas de 2017 a 2018.

**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. O valor previsto em tarifas de 2017 superou os 10 milhões de euros, tendo sido considerado uma redução para 7,8 milhões de euros no cálculo tarifário de 2018, em linha com as previsões da empresa.

#### Taxa de remuneração

A taxa de remuneração a aplicar nos ativos regulados da atividade de GGS a considerar no cálculo tarifário para 2018 é de 5,50%.

Os proveitos permitidos de 2018 incluem o ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2017, determinado de acordo com a aplicação da taxa de remuneração final para 2017 no imobilizado previsto para esse ano, conforme se pode observar no capítulo 4.2.1.2.

#### Custos com interruptibilidade

Para o ano de 2018 foi considerado um montante previsional de 88,4 milhões de euros, relativo aos custos com o serviço de interruptibilidade prestado pelas instalações de consumo ao abrigo da Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, alterada pela Portaria n.º 1308/2010, de 23 de dezembro, Portaria n.º 200/2012, de 2 de julho, pela Portaria n.º 215-A/2013, de 1 de julho, pela Portaria n.º 221/2015, de 24 de julho e pela Portaria n.º 268-A/2016, de 13 de outubro. Este montante decompõe-se nas seguintes parcelas:

- 68,7 milhões de euros, correspondente à previsão para os custos com o serviço de interruptibilidade em 2018, excluindo o efeito da aplicação da Portaria n.º 215-A/2013.
- 19,7 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:
  - 26,8 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 2017, que inclui 463 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;
  - 7,0 milhões de euros, a devolver pela empresa ao sistema, referentes à diferença entre a estimativa da variação do custo com o serviço de interruptibilidade do ano 2016, associada à aplicação da Portaria n.º 215-A/2013, considerada nas Tarifas de 2017 e a variação real deste custo constante nas contas auditadas de 2016.

**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 4-16 - 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	T2018
<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%	28,8%	3,4%	7,1%	6,9%	5,9%	3,3%	2,4%	1,7%	2,1%
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	46 807
% sobrecusto na TVCF	0,77%	0,98%	1,08%	0,00%	0,07%	1,65%	0,95%	12,44%	1,07%	2,00%	1,96%	1,67%	1,08%	0,85%	0,66%	0,80%
<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%	27,1%	2,0%	5,8%	6,3%	5,3%	2,3%	1,4%	0,4%	1,7%
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	37 359
% sobrecusto na TVCF	0,62%	0,69%	0,59%	0,00%	0,02%	1,00%	0,78%	11,67%	0,64%	1,63%	1,78%	1,51%	0,75%	0,49%	0,15%	0,64%

Observa-se um aumento dos sobrecustos com a convergência tarifária em ambas as Regiões Autónomas, após a redução registada em 2017, à qual contribuiu o aumento dos custos com os combustíveis para produção de energia elétrica e que ocorreu apesar do fim do pagamento da Convergência tarifária de 2006 e de 2007 nas Regiões Autónomas, em 2017, em resultado do determinado pelo Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro. É de registar que o aumento foi mais acentuado na Região Autónoma da Madeira (RAM), sendo que estes sobrecustos situar-se-ão em 2018 acima do registado em 2016.

Parcela associada aos terrenos hídricos

A Portaria n.º 301-A/2013, de 14 de outubro, reviu as taxas a aplicar no cálculo da remuneração dos terrenos e alterou a Portaria n.º 542/2010, de 21 de julho, deixando a taxa de ser calculada com base na taxa *mid-swap* interbancária de prazo mais próximo ao horizonte de amortização legal dos terrenos em causa e passou, a partir de 2014, a ser calculada com base na fórmula definida na referida portaria. Para o cálculo das tarifas de 2018 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.ª do contrato de concessão aprovado na Resolução do Conselho de Ministros n.º 49/2010, de 17 de junho, é reconhecida à Enondas o direito a:

- Recuperação, 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.ª do contrato de concessão estabelece que todos os demais custos são suportados pela Concessionária e cobertos através das receitas da Concessão.

Assim, os custos constantes da informação reportada pela Enondas no processo de determinação das tarifas de 2018 tiveram o seguinte tratamento:

- Investimentos transferidos para a exploração em 2017: 423 milhares de euros;
- Investimentos em curso no final de 2017: 54 milhares de euros<sup>20</sup>;
- Taxa média de amortização dos ativos em exploração de 9,4%.

O processo de cálculo tarifário para 2018 inclui o ajustamento aos proveitos permitidos da Enondas definidos para tarifas de 2016. Este ajustamento ascendeu a 3 milhares de euros<sup>21</sup>.

---

<sup>20</sup> Este valor inclui encargos indiretos e financeiros imputados ao investimento.

<sup>21</sup> Ajustamento com sinal positivo significa valor a devolver pela empresa.

O Quadro 4-17 apresenta o cálculo dos proveitos da Enondas a incluir na tarifa de Uso Global do Sistema, bem como o ajustamento aos proveitos permitidos de 2016<sup>22</sup>.

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

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR			
		Tarifas 2016	2016	Tarifas 2017	Tarifas 2018
<b>A = 1 + 2 * 3</b>	Custos com capital	378	375	415	423
1	Amortização dos ativos líquidos de participações	252	251	283	302
2	Valor médio dos ativos fixos afectos à concessionária da Zona Piloto líquidos de participações e de amortizações	2 100	2 081	2 160	1 910
3	taxa de remuneração do ativo fixo afecto à concessionária da Zona Piloto	5,99%	5,99%	6,13%	6,33%
<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	12	9	3
<b>E = A + B - C - D + I</b>	<b>Custos com a concessionária da Zona Piloto</b>	<b>366</b>	<b>364</b>	<b>406</b>	<b>432</b>
<b>F = E - D</b>	Recuperado via UGS		366		
<b>G = F - E</b>	Desvio do ano		3		
$i_{t-1}$	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, $t-1$ + spread		0,610%		
$i_{t-2}$	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, $t-2$ + spread		0,715%		
$H = G \times (1+i_{t-2}) \times (1+i_{t-1})$	Ajustamento dos custos com a concessionária da Zona Piloto tendo em conta os valores ocorridos		3		
<b>I</b>	Correção extraordinária ao ajustamento de 2014 refletido em tarifas de 2016				12

Custos com os incentivos à garantia de potência

O regime de atribuição de incentivos à garantia de potência, subjacente ao cálculo tarifário para 2018, 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.

A modalidade de incentivo à disponibilidade foi suspensa pelo artigo 169.º da Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2017. Por determinação do mesmo artigo, este incentivo foi substituído por um mecanismo de mercado, que remunera exclusivamente os serviços de disponibilidade prestados pelos produtores de energia elétrica, que é descrito no ponto seguinte.

Nos termos do artigo 16.º da Portaria n.º 251/2012, os montantes anuais dos incentivos à garantia de potência carecem de aprovação pelo membro do Governo responsável pela área de energia, na

<sup>22</sup> Foi também incorporado nos proveitos permitidos de 2018 uma correção extraordinária ao ajustamento de 2014 que havia sido incorporado nas tarifas de 2016, no montante de 12 milhares de euros.

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>23</sup>, adicionada do *spread* que seja aplicável nesse ano, nos termos do Regulamento Tarifário em vigor.

Neste contexto legal, no que respeita à garantia de potência, o cálculo dos proveitos permitidos de 2018 da atividade de GGS inclui apenas o montante do incentivo na modalidade de investimento respeitante ao ano de 2017, acrescido de juros. Estes valores foram incluídos por uma questão de prudência, embora ainda se aguarde homologação dos mesmos pelo membro do Governo responsável pela área de energia<sup>24</sup>. O quadro seguinte apresenta a desagregação destes montantes por centro electroprodutor.

---

<sup>23</sup> Média dos valores diários da EURIBOR a 12 meses que é usada nos ajustamentos de t-1.

<sup>24</sup>A ERSE deu parecer favorável aos montantes anuais do incentivo ao investimento de 2017, após solicitação da DGEG de 3 de maio de 2017, onde se incluíam que inclui os aproveitamentos hidroelétricos de Alqueva II, Ribeiradio-Ermida, Baixo Sabor (montante e Jusante) e Salamonde II. Adicionalmente, a DGEG fez a consulta prévia à ERSE sobre o reconhecimento da elegibilidade do aproveitamento hidroelétrico de Venda Nova III para receber o incentivo ao investimento, que, após aprovação pelo membro do Governo responsável pela área da energia, deverá produzir efeitos no mês de julho de 2017.

**Quadro 4-18 – 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 2017					Montante do incentivo 10 <sup>3</sup> EUR	Juros para repercussão T2018 10 <sup>3</sup> EUR	Pagamentos às centrais em 2018 10 <sup>3</sup> EUR
		Potência instalada líquida Pil [MW]	Coefficiente Disponib. Final cdf	Índice Valorização Disponib. ivd	Índice Cumprimento Prazo icp	N.º meses			
Alqueva II (reforço potência)	Invest.	255,60					2 811,6	17,2	2 828,8
Grupo 1	Invest	127,80	0,9565	1,0	1,00	12	1 405,8	8,6	1 414,4
Grupo 2	Invest	127,80	0,9679	1,0	1,00	12	1 405,8	8,6	1 414,4
Baixo Sabor (jusante)	Invest.	35,20					813,1	5,0	818,1
Grupo 1	Invest	17,60	0,9584	1,0	1,05	12	406,6	2,5	409,0
Grupo 2	Invest	17,60	0,9227	1,0	1,05	12	406,6	2,5	409,0
Ribeiradio-Ermida	Invest.	74,70					1 725,6	10,5	1 736,1
Grupo 1	Invest	74,70	0,9487	1,0	1,05	12	1 725,6	10,5	1 736,1
Salamonde II	Invest.	222,70					2 315,0	14,1	2 329,1
Grupo 1	Invest	222,70	0,8341	0,9	1,05	12	2 315,0	14,1	2 329,1
Baixo Sabor (montante)	Invest.	151,04					3 489,0	21,3	3 510,3
Grupo 1	Invest	75,52	0,9832	1,0	1,05	12	1 744,5	10,6	1 755,2
Grupo 2	Invest	75,52	0,9813	1,0	1,05	12	1 744,5	10,6	1 755,2
Venda Nova III (Frades II)	Invest.	779,60					4 287,8	26,2	4 314,0
Grupo 1	Invest	389,80	1,0000	1,0	1,00	6	2 143,9	13,1	2 157,0
Grupo 2	Invest	389,80	1,0000	1,0	1,00	6	2 143,9	13,1	2 157,0
<b>Total Incentivo ao Investimento</b>	<b>Invest</b>	<b>1 518,84</b>					<b>15 442,1</b>	<b>94,3</b>	<b>15 536,3</b>

Conforme será detalhado no ponto 4.2.1.2, os proveitos permitidos de 2018 da atividade de GGS incluem também na rubrica de garantia de potência os montantes respeitantes ao ano de 2016 das centrais de Baixo Sabor, escalão de montante, e de Salamonde II, por terem sido transferidos pelo operador por indicação dada pela ERSE em janeiro de 2017, embora não tenham sido reconhecidos nas tarifas de 2017, fixadas a 15 de dezembro de 2016.

#### Custos com a Remuneração da Reserva de Segurança do SEN

O artigo 169.º da Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2017, definiu que o incentivo à garantia de potência na modalidade de disponibilidade deveria ser substituído por um mecanismo de mercado. Em conformidade com estas orientações, foi publicada a Portaria n.º 41/2017, de 27 de janeiro, que estabeleceu o regime de remuneração da reserva de segurança prestada ao Sistema Elétrico Nacional (SEN), através de serviços de disponibilidade fornecidos pelos produtores de energia elétrica e outros agentes de mercado, o qual se baseia num mecanismo de leilão com um comprador único, a entidade responsável pela gestão global do SEN.

A remuneração da reserva de segurança do SEN corresponderá a um montante máximo fixado para 2017 em 6 357,6 milhares de euros<sup>25</sup>, em resultado do leilão realizado em março de 2017. De acordo com o artigo 17.º da Portaria n.º 41/2017, os pagamentos dos contratos de disponibilidade são efetuados pela entidade responsável pela gestão técnica global do SEN aos produtores, no primeiro mês subsequente ao fim do contrato de disponibilidade. Este valor foi incluído no cálculo dos proveitos da atividade de GGS para o ano de 2018, sendo que poderá ser inferior, caso sejam aplicadas penalidades por incumprimentos na prestação do serviço de disponibilidade que se venham a apurar até 31 de dezembro de 2017.

#### Medidas de sustentabilidade do SEN decorrentes da legislação em vigor

Foram adicionados 45 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 2016.

#### 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 2018 é de 11,5 milhões de euros.

### **PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA PARA 2018**

O montante de proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT na atividade de Gestão Global do Sistema (GGS) é dado pela expressão estabelecida no Artigo 91.º do Regulamento Tarifário em vigor e encontra-se calculado no Quadro 4-19.

#### Custos operacionais de exploração

Para o período regulatório 2018-2020, tendo em conta a alteração da metodologia de regulação a aplicar à atividade de GGS, procedeu-se à definição dos parâmetros a aplicar para os custos de exploração, e da base de custos de exploração, bem como a reavaliação das metas de eficiência a aplicar. Desta forma o valor dos custos de exploração resultam da análise e das definições plasmadas no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018-2020”.

Importa salientar a decisão da ERSE relativamente aos ganhos e perdas atuariais, detalhada no referido documento de definição de parâmetros. A revisão e a harmonização do normativo contabilístico nacional com o normativo internacional implicou alterações de reporte dos movimentos associados às perdas ou ganhos atuariais nas demonstrações de resultados. À medida que as empresas reguladas têm vindo a

---

<sup>25</sup> Referente ao período de abril a dezembro de 2017.

adotar as novas normas contabilísticas, a ERSE tem vindo a não reconhecer os ganhos e perdas atuariais para apuramento dos proveitos permitidos.

No processo de definição da base de custos para o atual período regulatório 2018-2020, a ERSE passou a incluir fora da base de custos para os períodos regulatórios subsequentes uma renda anual que reflete a amortização dos valores referentes a ganhos e perdas atuariais acumulados à data de harmonização dos normativos contabilísticos ocorridos em 2016, por forma a garantir que o efeito regulatório das alterações contabilísticas fosse neutro para a empresa e para os sistemas.

A harmonização do normativo contabilístico nacional com o normativo internacional ocorrida em 2015, com efeitos a partir de 1 de janeiro de 2016, implicou que a totalidade dos ganhos e perdas atuariais passem a ser refletidos nos capitais próprios e não na demonstração de resultados. Os valores não reconhecidos (diferidos) até esta data, totalizam 112 687 milhares de euros para as duas atividades desenvolvidas pela REN, a atividade de TEE e a atividade de GGS. O valor de 30 495 milhares de euros foi alocado à GGS, correspondendo a 21,1% do total<sup>26</sup>. Para 2018 o valor a considerar de perdas atuariais para a atividade de GGS é de 2 772 milhares de euros, que reflete a amortização do ano, correspondente a uma amortização constante de 11 anos<sup>27</sup>. Até 2026, o montante referente a estes custos para a atividade de GGS que faltará refletir em tarifas é de 27 722 milhares de euros.

Verifica-se uma redução dos proveitos permitidos da atividade de GGS, para o qual contribuiu, entre outros, a redução do valor do ajustamento dos custos de gestão de sistema a devolver à empresa, bem como, numa muito menor dimensão, a diminuição dos custos com interruptibilidade.

---

<sup>26</sup> Conforme alocação dos custos de pessoal e outros em 2016 entre TEE e GGS.

<sup>27</sup> Tendo em conta o tempo médio de serviço futuro da população ativa, de acordo com os resultados da avaliação atuarial reportada a 31/12/2015, num procedimento similar à aplicação do método do “corredor”.

**Quadro 4-19 - Proveitos permitidos na atividade de Gestão Global do Sistema**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2017	Tarifas 2018
A = 1+2+7+8+9+10-11	Custos de gestão do sistema	169 670	122 787
1	Custos de exploração aceites líquidos dos proveitos de exploração que não resultam da aplicação das tarifas de UGS (não sujeitos a metas de eficiência)	19 662	0
1	Custos de exploração sujeitos a metas de eficiência		16 972
2 = 3+4*5/100-6	Custo com capital	9 696	9 450
3	Amortizações dos ativos fixos	7 467	6 958
4	Valor médio dos ativos fixos líquidos de amortizações e participações	40 727	41 081
5	Taxa de remuneração dos ativos fixos	6,13	5,50
6	Ajustamento t-1 CAPEX	266	-233
7	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência		2 772
8	Custos com interruptibilidade, no ano t	78 500	68 675
9	Interruptibilidade t-1 (com juros) (portaria 1309/2010)	0	0
10	Interruptibilidade t-1 (com juros) (portaria 215-A/2013)	33 513	19 743
11	Ajustamento no ano t, dos custos de gestão do sistema tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-28 299	-5 174
B = 1'+4'-7'+8'-9'+10'+16'+17'+18'+19'+20'+21'-22'	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	231 720	296 521
1' = 2'+3'	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores	38 460	46 807
2'	Défice tarifários 2006 e 2007	12 279	
3'	Convergência tarifária do ano t	26 180	46 807
4' = 5'+6'	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira	8 564	37 359
5'	Défice tarifários 2006 e 2007	6 842	
6'	Convergência tarifária do ano t	1 722	37 359
7'	Valor previsto do desvio da recuperação pelo operador da rede de transporte do custo com a convergência tarifária das RA's	1 115	305
8'	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	154 325	134 453
9'	Medidas de política energética com impacto na CVEE AC	50 000	0
10' = 11'+15'	Parcela associada aos terrenos hídricos	12 982	12 982
11' = 12'/100*14'+13'	Parcela associada aos terrenos afetos ao domínio público hídrico	12 315	12 315
12'	Taxa de acordo com a legislação em vigor	0,10	0,10
13'	Amortizações dos terrenos afetos ao domínio público hídrico	12 071	12 071
14'	Valor médio dos terrenos afetos ao domínio público hídrico, líquido de amortizações e participações	243 991	243 991
15'	Amortizações dos terrenos afetos à zona de proteção hídrica	668	668
16'	Custos com a ERSE	5 860	6 051
17'	Transferência para a Autoridade da Concorrência	368	384
18'	Custos de gestão do PPDA	0	0
19'	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	460	0
20'	Custos com o plano de promoção de eficiência no consumo, previstos para ano t	11 500	11 500
21'	Custos com a concessionária da Zona Piloto	406	432
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	-49 911	-46 859
C	Garantia de potência (modalidade de incentivo ao investimento) e remuneração da Reserva de Segurança do SEN	21 942	23 864
D = A + B + C	Proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS	423 332	443 172
E	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	154 325	134 453
G = D - E + 9'	Proveitos permitidos da atividade de Gestão Global do Sistema	319 008	308 719

#### 4.2.1.2 AJUSTAMENTOS

De acordo com os Artigos 84.º a 86.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 14 de dezembro, os proveitos a proporcionar em 2018 pela tarifa de Uso Global do Sistema

são ajustados pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2016 e os que resultam da aplicação das respectivas fórmulas de ajustamentos definidas nos artigos anteriormente referidos, com base nos valores verificados em 2016.

O ajustamento dos proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema relativamente ao ano de 2016 a repercutir nas tarifas de 2018 encontra-se calculado no Quadro 4-20 <sup>28</sup>.

---

<sup>28</sup> Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a receber pela empresa.

**Quadro 4-20 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade GGS em 2016**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR	
		2016	Tarifas 2016
		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>153 664</b>	<b>149 420</b>
a	Amortizações dos ativos fixos	7 158	7 368
b	Valor médio dos ativos fixos líquidos de amortizações e participações	39 300	41 076
c	Taxa de remuneração dos ativos fixos	<b>6,13</b>	<b>5,99</b>
d	Ajustamento CAPEX t-1	<b>-595</b>	<b>-595</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 UGS	19 013	18 537
f	Custos com interruptibilidade	106 552	102 521
g	Ajustamento no ano t, dos custos de gestão do sistema tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-17 938	-17 938
<b>B = h + i - j + k - l + m + n + o + p + q + r + s - t</b>	<b>Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral</b>	<b>299 020</b>	<b>260 589</b>
h	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores	50 578	50 578
i	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira	29 102	29 102
j	Valor previsto do desvio da recuperação pelo operador da rede de transporte do custo com a convergência tarifária das RAs	744	744
k	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	226 137	226 137
l	Medidas de política energética com impacto na CVEE AC	5 000	50 000
m	Parcela associada aos terrenos hídricos	13 037	12 861
	Parcela associada aos terrenos domínio público hídrico	12 368	12 191
	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	12 112	11 934
	Valor médio dos terrenos afetos ao domínio público hídrico, líquido de amortizações e participações	256 082	256 446
	Parcela associada aos terrenos da zona de proteção hídrica	670	670
	Amortizações dos terrenos afectos à zona de proteção hídrica	670	670
n	Custos com a ERSE	6 057	6 057
o	Transferência para a Autoridade da Concorrência	371	371
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 OMIP e OMI Clear	0	0
r	Custos com o PPEC	-6 745	0
s	Custos com a concessionária da zona Piloto	366	366
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	14 139	14 139
<b>C</b>	<b>Custos com o mecanismo de garantia de potência</b>	<b>20 298</b>	<b>20 298</b>
<b>D</b>	<b>Ajustamento extraordinário</b>	<b>0</b>	
<b>E = A + B + C - D</b>	<b>Proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS</b>	<b>472 982</b>	<b>430 307</b>
<b>F</b>	<b>Proveitos faturados com a tarifa de Uso Global do Sistema</b>	<b>423 003</b>	
<b>G = F - E</b>	<b>Diferença entre os proveitos faturados e os proveitos permitidos</b>	<b>-49 979</b>	
<b>H = G x (1+v) x (1+x)</b>	<b>Diferença entre os proveitos faturados e os proveitos permitidos atualizados para t</b>	<b>-50 644</b>	
u	Valor previsto do desvio da recuperação pela REN do custo com a convergência tarifária das RAs, deduzido em t-1	<b>1 115</b>	
<b>I = u x (1+x)</b>	<b>Valores provisórios relativos a t-2 considerados nas tarifas de t-1, atualizados para t</b>	<b>1 122</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>-51 766</b>	
v	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários do ano t-2 + spread	0,715%	
x	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de t-1 + spread	0,610%	
y	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de Gestão Global do Sistema relativo ao ano t-1	<b>266</b>	
<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>-52 033</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 2016, sobretudo por via da redução na ordem dos 3% ao nível das transferências para exploração, conforme se pode verificar no Quadro 4-21.

**Quadro 4-21 - Movimentos no ativo líquido a remunerar**

	Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
	2016 (1)	Tarifas 2016 (2)	Desvio [(1) – (2)] / (2)
<b>Investimento Custos Técnicos</b>	6 831	7 094	-3,7%
<b>Activo Fixo Bruto</b>			
Saldo Inicial (1)	237 773	225 019	5,7%
Investimento Directo	412	551	-25,2%
Transferências p/ exploração	6 293	6 873	-8,4%
Reclassificações, alienações e abates	-185	0	
Saldo Final (2)	244 293	232 442	5,1%
<b>Amortização Acumulada</b>			
Saldo Inicial (3)	197 334	183 013	7,8%
Amortizações do Exercício	7 214	7 423	-2,8%
Regularizações	-164	0	
Saldo Final (4)	204 383	190 436	7,3%
<b>Comparticipações</b>			
Saldo inicial líquido (5)	903	958	-5,8%
Comparticipações do ano	0	0	
Amortizações do ano	55	55	0,0%
Saldo Final (6)	847	902	-6,1%
<b>Activo líquido a remunerar</b>			
Valor de 2015 (7) = (1) – (3) – (5)	39 537	41 048	-3,7%
Valor de 2016 (8) = (2) – (4) – (6)	39 063	41 104	-5,0%
<b>Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2</b>	39 300	41 076	-4,3%

#### 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 do ano de aplicação da taxa. Deste modo, o valor fixado provisoriamente

em tarifas 2016 foi de 5,99% 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 6,13%.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2016, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2017, foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2016.

**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 4-22.

**Quadro 4-22 - 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

	2016	Tarifas 2016	Desvio (2016- Tarifas 2016)	
			Valor	%
Custos operacionais	22 036	22 765	-729	-3,2%
Trabalhos Própria Empresa (TPE)	717	774	-58	-7,4%
Custos de exploração líquidos de TPE	21 319	21 990	-671	-3,1%
Serviços de sistema	0	0	0	
Custos de exploração afectos à gestão do sistema	21 319	21 990	-671	-3,1%
Proveitos afectos à exploração (excluindo TPE)	2 306	3 454	-1 147	-33,2%
Custos de exploração afectos à gestão do sistema, líquidos dos proveitos de gestão do sistema que não resultam da aplicação da Tarifa de UGS	19 013	18 537	476	2,6%

O aumento de 2,6% nos custos de exploração líquidos dos proveitos resulta do efeito do decréscimo dos proveitos de exploração que não resultam da aplicação das tarifas de UGS. O aumento nos custos que ocorreram ao nível das contas de Gastos com Pessoal foi mais que compensado por uma redução dos Fornecimentos e Serviços Externos, que determinou a redução dos custos operacionais de 3,2%.

## **INTERRUPTIBILIDADE**

Em 2016 os custos com interruptibilidade ascenderam a 103,9 milhões de euros, englobando 22,2 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 da 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 2016 foi repercutido nas Tarifas de 2017.

Assim, para efeitos do ajustamento dos custos com interruptibilidade referentes ao ano de 2016, 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 2016, associada à aplicação da Portaria n.º 215-A/2013, considerada nas Tarifas de 2017 e a variação real deste custo constante nas contas auditadas. Esta diferença é de 7,0 milhões de euros, a devolver pela empresa ao SEN. Este montante foi incluído na rubrica de proveitos referente a esta Portaria;
- Custo com o serviço de interruptibilidade do ano 2016, excluindo o efeito da aplicação da Portaria n.º 215-A/2013 (81,8 milhões de euros), que origina um ajustamento de 4,1 milhões de euros a devolver à empresa.

Assim, o montante total dos custos com interruptibilidade obtido para efeitos do ajustamento de 2016, a repercutir nas tarifas de 2018, é inferior em cerca de 2,9 milhões de euros às previsões efetuadas.

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

Aquando do cálculo tarifário de 2016, os montantes anuais dos incentivos à garantia de potência referentes a 2015 foram repercutidos nas tarifas de 2016, após homologação dos mesmos pelo membro do Governo responsável pela área da energia, de acordo com o previsto no artigo 16.º da Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto. Por este motivo, no cálculo dos proveitos da atividade de GGS para 2018 não há lugar a ajustamentos dos valores considerados para esta rubrica no cálculo tarifário para 2016.

No entanto, no que respeita ao montante de garantia de potência que foi repercutido nas tarifas de 2017, que corresponde aos incentivos ao investimento e à disponibilidade referentes ao ano de 2016, foi efetuado um ajustamento extraordinário no cálculo tarifário de 2018, decorrente das seguintes circunstâncias:

1. Em data posterior à publicação das tarifas para o ano 2017, a ERSE recebeu indicação do deferimento dos pedidos de reconhecimento da elegibilidade da central de Salamonde II, com

efeitos a agosto de 2016, e da central de montante de Baixo Sabor, com efeitos a outubro de 2016;

2. Os montantes de garantia de potência destes dois aproveitamentos hidroelétricos, referentes a 2016, que ascendem a 1 958 milhares de euros incluindo juros<sup>29</sup>, não foram repercutidos nas tarifas de 2017;
3. De modo a evitar ajustamentos posteriores nos fluxos financeiros entre a REN e os titulares destes centros electroprodutores, a ERSE solicitou à REN para transferir este montantes no ano de 2017, com indicação de que os mesmos seriam contemplados em ajustamento extraordinário no cálculo dos proveitos da atividade de GGS para o ano de 2018.

Nestes termos, os proveitos da atividade de GGS para o ano de 2018 incluem o montante referido no ponto 2 acima, ao qual acrescem juros dos ajustamentos do ano de 2017 (t-1) a repercutir em 2018, resultando num valor adicional de proveitos reconhecido para esta atividade de 1 970 milhares de euros.

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

No ajustamento de 2016 a repercutir em 2018 foram considerados 6 062 209 euros, resultantes de orçamentos não executados e juros sobre pagamentos não efetuados em 2016 relativamente a duas edições do Plano de Promoção de Eficiência no Consumo (PPEC). Em seguida é apresentado o detalhe da execução do PPEC.

##### PPEC 2011-2012

Tendo a REN efetuado pagamentos no valor de 1 056 914 euros em 2016, é necessário devolver aos consumidores 9 603 euros relativos a juros sobre o valor que a REN dispunha no final do ano de 2016 para pagamentos em 2017 (1 343 096 euros).

Os pagamentos das medidas implementadas ao abrigo do PPEC 2011-2012 foram concluídos em 2017. Algumas medidas foram concluídas e executadas com um custo inferior ao inicialmente previsto e outras não chegaram a ser implementadas, tendo o valor remanescente (2 707 631 euros) que ser devolvido aos consumidores.

---

<sup>29</sup> De acordo com o artigo 17.º da Portaria n.º 251/2012, os pagamentos dos incentivos à garantia de potência são efetuados no ano civil seguinte àquele a que se reportam, sendo acrescidos de juros calculados à taxa de juro EURIBOR a 12 meses (média dos valores diários de 1 de janeiro a 15 de novembro, conforme usado no ajustamento do ano t-1), adicionada do *spread* que seja aplicável nesse ano, nos termos do Regulamento Tarifário em vigor. A aplicação desta disposição ao incentivo à garantia de potência do ano 2016 a pagar em 2017 resulta numa taxa de juro de 0,7214%.

A ERSE está a elaborar o relatório de execução final, contendo um balanço global de implementação das medidas do PPEC 2011-2012, procurando assim uma maior projeção e conhecimento do público sobre os resultados do plano.

#### PPEC 2013-2014

Tendo a REN efetuado pagamentos no valor de 2 824 277 euros em 2016, é necessário devolver aos consumidores 77 417 euros relativos a juros sobre o valor que a REN dispunha no final do ano de 2016 para pagamentos em 2017 (10 827 581 euros). Adicionalmente, algumas medidas foram concluídas e executadas com um custo inferior ao inicialmente previsto e foi comunicada à ERSE a desistência de três medidas, tendo o orçamento correspondente (3 951 504 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 4-23 - Resumo ajustamento PPEC t-2**

Unidade: euros

	<b>PPEC 2011-2012</b>	<b>PPEC 2013-2014</b>	<b>Total</b>
Valor não executado	2 707 631	3 951 504	6 659 135
Juros sobre pagamentos não efetuados ano t-2	9 603	77 417	87 020

Assim, em termos globais, o ajustamento relativo a t-2 corresponde aos juros a devolver aos consumidores, no valor de 87 020 euros, adicionado do valor já conhecido como sobranche das duas edições do PPEC a devolver aos consumidores, 6 659 135 euros. De referir que sobre o valor dos juros não incidirá atualização adicional para 2018.

#### **VALOR PREVISTO DO DESVIO DA RECUPERAÇÃO DO ORT DO CUSTO COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA PAGO DURANTE O ANO DE 2017**

O Quadro 4-24 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 4-24 - 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
		2017
1	Custos com a convergência tarifária da RAA previsto em 2016 para tarifas 2017	38 460
2	Custos com a convergência tarifária da RAM previsto em 2016 para tarifas 2017	8 564
3	Proveitos a recuperar pela REN, no âmbito da GGS, previsto em 2016 para tarifas 2017	423 332
4 = 5*6*1000	Valor previsto dos proveitos faturados pela aplicação da tarifa de UGS em 2017	426 065
5	quantidades (GWh)	49 174
6	tarifa (€/kWh)	0,00866
7	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de 2017	-0,140%
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	305

**ACERTO PROVISÓRIO NO CAPEX DE 2017**

Foi realizado um ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2017 da GGS, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração estimada para 2017. O valor referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é apresentado no quadro infra.

**Quadro 4-25 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2017 da GGS**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR
		T2018
<b>Valor do custo com capital da atividade de Gestão Global do Sistema previsto em 2015 para tarifas de 2016</b>		<b>Tarifas 2017</b>
1	Custo com capital [(1) = (2) + (3) * (4)]	9 962
2	Amortizações dos activos fixos	7 467
3	Valor médio dos activos fixos líquidos de amortizações e participações	40 727
4	Taxa de remuneração dos activos fixos	6,13%
<b>Valor do custo com capital da atividade de Gestão Global do Sistema estimado em 2016 para 2016</b>		<b>2017 em 2017</b>
5	Custo com capital [(5) = (6) + (7) * (8)]	10 193
6	Amortizações dos activos fixos	7 662
7	Valor médio dos activos fixos líquidos de amortizações e participações	39 984
8	Taxa de remuneração dos activos fixos	6,33%
9	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de t-1	-0,140%
10	Spread no ano t-1	0,750%
11 = [(1 - 5) * (1 + (9 + 10))]	<b>Ajustamento provisório de t-1 do Custo com Capital da Atividade de Gestão Global do Sistema</b>	<b>-233</b>

## 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 2018-2020, a ERSE decidiu substituir o incentivo à manutenção em exploração do equipamento em fim de vida útil pelo incentivo à racionalização económica dos custos com os investimentos do operador da RNT, que se desenvolve no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018-2020”, e revogar o incentivo ao aumento de disponibilidade dos elementos da RNT<sup>30</sup>, estendendo a aplicação dos restantes 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 2018-2020 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.

#### **ATIVOS TRANSFERIDOS PARA EXPLORAÇÃO NÃO ACEITES PARA EFEITOS DE CÁLCULO TARIFÁRIO**

A respeito dos ativos valorizados a custos de referência, no exercício tarifário de 2017, a ERSE decidiu não reconhecer na base de ativos regulatórios de 2015 o imobilizado respeitante à subestação de Vila Nova de Famalicão. Pese embora a sua transferência para exploração em 2015, esta decisão da ERSE decorreu do acompanhamento no terreno à auditoria referente à aplicação dos custos de referência do ano de 2015, onde se constatou que a referida subestação não estava a ser explorada na tipologia prevista e, por esta razão, não estava a recolher qualquer dos benefícios que motivaram a sua construção.

---

<sup>30</sup> A análise e justificação da revogação deste incentivo encontra-se publicada do site da ERSE, do documento “Documento justificativo da proposta de alteração do RQS dos setores elétrico e do gás natural”.

Entretanto, na sequência dos esclarecimentos posteriormente apresentados pela REN, a ERSE decidiu incluir os ativos afetos à subestação de Vila Nova de Famalicão na base de ativos regulados do ano de 2016, e colocar a questão do reconhecimento dos ativos para efeitos de cálculo da retribuição dos operadores das redes elétricas como um dos temas em Consulta Pública da revisão regulamentar do setor elétrico ocorrida durante o primeiro semestre de 2017.

Com esta revisão regulamentar, ficou explicitado no artigo 26.º do Regulamento de Acesso às Redes e Interligações a possibilidade da ERSE não considerar no cálculo tarifário o valor de ativos transferidos para exploração, caso os mesmos não cumpram as motivações e os objetivos que fundamentaram a necessidade do projeto de investimento, adiando para um momento posterior a sua aceitação e início de remuneração.

Neste âmbito, no cálculo tarifário para o ano 2018 não foi considerada no cálculo dos proveitos da atividade de TEE o imobilizado respeitante à linha de 400kV entre Pedralva e Ponte de Lima, transferida, contabilisticamente, para exploração em outubro de 2016. Esta linha encontra-se atualmente sem ligação à restante rede do lado de Ponte de Lima, e os objetivos e benefícios a ela associados apenas poderão ser obtidos após a conclusão e entrada em exploração do troço da linha de interligação internacional entre a zona de Ponte de Lima e a Galiza, e do troço de linha entre a zona de Ponte de Lima e a Subestação de Vila Nova de Famalicão.

Atendendo aos custos reais e ao correspondente custo de referência deste ativo, apresentados pela REN nas contas reguladas e auditadas de 2016, o projeto não foi eficiente à luz do mecanismo de custos de referência, pelo que o efeito do adiamento do reconhecimento para efeitos tarifários se reflete na base de ativos a custos aceites (remuneração sem prémio).”

#### Valorização de investimentos a custos de referência

O mecanismo de valorização dos investimentos da Rede Nacional de Transporte de eletricidade a custos de referência foi estabelecido pelo Despacho n.º 14430/2010, de 15 de setembro, e foi revisto através da Diretiva n.º 3/2015, de 29 de janeiro. A ERSE pretende realizar um novo estudo de detalhe sobre este mecanismo, que atualize um conjunto alargado de aspetos que se mantêm inalterados desde o início da sua aplicação, designadamente de modo a adequá-lo à realidade atual do setor elétrico, em geral, e da atividade de transporte de energia elétrica, em particular.

Deste modo, até que seja possível adotar os resultados provenientes deste novo estudo, a ERSE procedeu a uma análise simplificada da aplicação do mecanismo de custos de referência, tendo como

objetivo fazer ajustes pontuais aos parâmetros do mecanismo para o período regulatório de 2018 a 2020<sup>31</sup>.

A análise dos custos diretos externos de investimento das obras com transferência para exploração prevista para 2017 e 2018, que foram sujeitas à aplicação deste mecanismo, mostra que os valores estimados e previsionais indicados pela REN são, na generalidade, inferiores aos respectivos custos de referência, o que corresponde a uma expectativa de realização eficiente destas obras. Estes valores foram considerados pela ERSE para o cálculo dos rácios  $C_{ref}/C_{real}$  por obra relativos a 2017 e 2018, 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 2018 os valores por obra determinados pela ERSE, tendo por base: (i) a caracterização técnica do investimento previsto que foi disponibilizada pela REN; (ii) os processos de atualização e de eficiência de custos previstos no mecanismo de custos de referência; (iii) os valores dos índices de atualização de custos disponibilizados até 30 de novembro de 2017 pelas instituições responsáveis pela sua publicação, e (iv) os parâmetros definidos pela ERSE para o período regulatório de 2018 a 2020, no caso de obras transferidas para exploração a partir de 1 de janeiro de 2018.

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. No caso dos encargos de estrutura e gestão, a ERSE redefiniu o valor de referência para o ano de 2018 e seguintes, bem como o fator de eficiência que lhe é aplicável.

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 2018 foi calculada à taxa com prémio.

---

<sup>31</sup> Para mais informações sobre esta análise, consultar o documento “Parâmetros de regulação para o período 2018-2020”.

**Quadro 4-26 - Imobilizado a custos de referência relativo a investimento transferido para exploração em 2017 e 2018**

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

	2017	2018
Imobilizado aceite a custos de referência c/ prémio na taxa de remuneração	108 088	84 843
Subestações	48 396	53 881
Linhas	59 692	30 962

Nota: Estes valores são apresentados a custos totais.

Fonte: ERSE, REN

Incentivo à racionalização económica dos investimentos da RNT

Para o período regulatório 2018-2020, a ERSE introduziu um novo incentivo na atividade de TEE, designado incentivo à racionalização económica dos investimentos da RNT (IREI), que pretende alcançar os seguintes objetivos:

- Manter os benefícios inerentes ao incentivo MEEFVU, mas de forma tecnologicamente neutra, para que se obtenham benefícios associados ao diferimento de investimentos para qualquer tipo de equipamento da rede de transporte, sem que existam reflexos no desempenho funcional da RNT;
- Permitir à empresa a flexibilização das estratégias de investimento e a escolha do *mix* mais adequado entre ativos novos e ativos existentes, de forma aproximadamente neutra na perspetiva dos proveitos permitidos;
- Incentivar a empresa a maximizar a captura de subsídios e participações ao investimento, de forma aproximadamente neutra na perspetiva dos proveitos permitidos e da rentabilidade da empresa;
- Estimular a otimização de indicadores associados ao desempenho funcional da RNT, os quais passam a ter influência na determinação do montante do incentivo recebido pela empresa.

A forma de aplicação deste incentivo e respetivos parâmetros encontram-se descritos no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018-2020”. Para o ano de 2018, o montante previsional determinado pela ERSE para este incentivo é de 21 593 milhares de euros, no pressuposto de que o desempenho funcional da RNT, medido pelo indicador definido pela ERSE para o período regulatório de 2018 a 2020, se situará na zona intermédia ( $R_{DF}=2$ ).

Taxa de remuneração

Para os investimentos valorizados com base em custos reais, a taxa de remuneração do ativo prevista para 2018 é de 5,50%. 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 6,25%.

Os proveitos permitidos de 2018 incluem o ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2017, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração de 2017 conforme se pode observar no capítulo 4.2.2.2.

#### Custos de natureza ambiental

A partir do período regulatório 2018-2020 os custos de natureza ambiental são englobados na base de custos de exploração, sujeitos a aplicação de metas de eficiência.

Os custos estimados com limpezas de florestas pela empresa para 2017 são cerca de 3 500 milhares de euros, o valor mais elevado desde 2016, tal como se pode verificar no Quadro 4-27.

**Quadro 4-27 - Evolução dos montantes referentes a limpeza de florestas**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017E
Limpeza de florestas	351	708	1 389	2 395	3 691	651	3 241	428	3 092	2 800	3 081	3 500

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

Nesta rubrica incluem-se ainda, para 2017, um valor estimado pela empresa de 197 milhares de euros referentes a obrigações legais de desvios de linhas.

#### **PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA PARA 2018**

O montante de proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT na atividade de Transporte de Energia Elétrica é dado pela expressão estabelecida no Artigo 95.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 4-28.

**Quadro 4-28 - Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2017	Tarifas 2018
<b>A</b>	Custos de exploração [(1) + (2) x (3) + (4) x (5)]	32 048	30 072
1	Componente de custos de exploração	31 866	29 905
2	Custo incremental associado à extensão de rede	395	398
3	Variação da extensão de rede, em quilómetros	129	128
4	Custo incremental associado aos painéis de subestações	5 031	5 067
5	Variação do número de painéis de subestações	26	23
Custos associados com a captação e gestão de subsídios comunitários			
<b>B</b>	Custos com capital [(7) + (8)]	275 442	257 119
7	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais [(a) + (b) x (c) - (d)]	136 501	126 362
a	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	71 473	72 551
b	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	962 774	928 872
c	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	6,13	5,50
d	Ajustamento t-1 CAPEX	-6 047	-2 723
8	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência [(e) + (f) x (g) - (h)]	138 941	130 758
e	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	55 584	58 137
f	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	1 175 797	1 191 138
g	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	6,88	6,25
h	Ajustamento t-1 CAPEX	-2 508	1 825
<b>C</b>	Incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil [(9) x (10) x (1 + 0,5 x (11) + (12) ]	21 448	
9	Parâmetro associado ao incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil	85,0%	
10	Somatório dos investimentos em final de vida útil / n.º de anos de vida útil	24 394	
11	Taxa de remuneração a aplicar aos equipamentos que após o final de vida útil se encontrem em exploração	6,88%	
<b>D</b>	Incentivo à Racionalização Económica dos Investimentos		21 593
<b>E</b>	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência		7 472
<b>F</b>	Valor da compensação entre operadores das redes de transporte	200	0
<b>G</b>	Custos de natureza ambiental	3 749	0
	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, atualizados para o ano t	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	-8 636	389
<b>I</b>	Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica [ A + B + C + D + E + F + G - H ]	341 523	315 868

A redução verificada dos proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica face ao ano anterior decorre de um conjunto de efeitos, dos quais se destacam a redução do valor do custo do capital, quer por efeito da redução da taxa de remuneração, quer por via do valor do ajustamento de CAPEX de t-1 a pagar à empresa, este último principalmente na componente referente aos ativos calculados com base em custos de referência, cujo sinal se inverteu, tendo a empresa que devolver um valor de 1,8 milhões de euros.

#### 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 Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 14 de 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 2016 encontra-se calculado no Quadro 4-29.

**Quadro 4-29 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade TEE em 2016**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR	
		2016	Tarifas 2016
		10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR
$A = 1 + (2*3/1000) + (4*5/1000)$	Custos de exploração	31 584	31 709
1	Componente de custos de exploração	31 486	31 513
2	Custo incremental associado à extensão de rede (€/km)	393	393
3	Variação da extensão de rede, em quilómetros	117	168
4	Custo incremental associado aos painéis de subestações (€/ painel)	4 996	4 996
5	Variação do n.º de painéis de subestações	11	26
<b>B = 6 + 7</b>	<b>Custos com capital</b>	<b>242 413</b>	<b>234 173</b>
$6 = a + b + c - d$	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	124 141	116 498
a	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	74 120	68 123
b	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	996 351	990 959
c	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	6,13%	5,99%
d	Ajustamento t-1 CAPEX	11 017	11 017
$7 = e + f + g - h$	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	118 271	117 675
e	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	48 991	45 876
f	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	1 104 529	1 163 629
g	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	6,88%	6,74%
h	Ajustamento t-1 CAPEX	6 669	6 669
$C = 8 \times 9 \times (1 + 0,5 \times 10) - 11$	Incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil	20 782	20 159
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	23 637	22 943
10	Taxa de remuneração a aplicar aos equipamentos que após o final de vida útil se encontrem em exploração	6,88%	6,74%
11	Ajustamento ao incentivo de 2009 e de 2010 a incorporar nas tarifas de 2013	0	0
<b>D</b>	Valor da compensação entre operadores das redes de transporte	-369	500
<b>E</b>	Custos de natureza ambiental	3 378	2 460
<b>F</b>	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, atualizados para o ano t, nomeadamente auditorias	0	0
<b>G</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	-5 534
$H = A + B + C + D + E + F - G$	Proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Elétrica	303 322	294 535
<b>I</b>	Proveitos faturados da actividade de Transporte de Energia Elétrica por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte	295 212	
$12 = I - H$	Diferença entre os proveitos faturados e os proveitos permitidos	-8 110	
$J = 12 * (1+m) * (1+n)$	Diferença entre os proveitos faturados e os proveitos permitidos atualizado para t	-8 218	
<b>K</b>	Incentivo à disponibilidade da rede de transporte, referente a t-2	0	
$L = J - K$	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-8 218	
m	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários do ano t-2 + spread	0,715%	
n	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de t-1 + spread	0,610%	
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	-6 047	
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	-2 508	
$O = L - tcr * (1+m) - tcref * (1+n)$	Ajustamento em t, dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica faturados em t-2	389	

## CUSTOS OPERACIONAIS DE EXPLORAÇÃO E CUSTOS INCREMENTAIS

Para o período regulatório 2018-2020 procedeu-se à redefinição dos parâmetros a aplicar durante o novo período regulatório para os custos de exploração e custos incrementais, nomeadamente ao nível da redefinição da base de custos de exploração e dos custos unitários incrementais associados à extensão da rede e ao número de painéis em subestações, bem como reavaliadas as metas de eficiência a aplicar. A metodologia de determinação destes valores deverá ser consultada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”.

Importa salientar a decisão da ERSE relativamente aos ganhos e perdas atuariais, detalhada no referido documento de definição de parâmetros e também desenvolvida anteriormente para a atividade de GGS.

O valor de 82 192 milhares de euros foi alocado à TEE, correspondendo a 72,9% do total<sup>32</sup>. Para 2018 o valor a considerar de perdas atuariais para a atividade de TEE é de 7 472 milhares de euros, que reflete a amortização do ano, correspondente a uma amortização constante de 11 anos. Até 2026, o montante referente a estes custos para a atividade de TEE que faltará refletir em tarifas é de 74 720 milhares de euros.

O Quadro 4-30 abaixo apresenta os valores aplicados para Tarifas 2018, bem como os fatores de eficiência propostos para os anos subsequentes.

**Quadro 4-30 - Custos de exploração e custos incrementais da atividade de TEE**

TEE	2018	2019	2020
Componente fixa (milhares de EUR)	29 905		
Fator de eficiência custos operacionais		1,50%	1,50%
Custos incrementais por km de rede (EUR/km rede)	398,33075		
Fator de eficiência km de rede		1,50%	1,50%
Custos incrementais por nº de painéis (EUR/painel)	5 067,10631		
Fator de eficiência n.º de painéis		1,50%	1,50%

O valor dos custos de exploração para 2018 resultantes da aplicação do mecanismo de custos incrementais atrás referidos são apresentados no quadro *infra*.

<sup>32</sup> Conforme alocação dos custos de pessoal e outros em 2016 entre TEE e GGS e desenvolvido anteriormente para a atividade de GGS.

**Quadro 4-31 - Cálculo dos custos incrementais em Tarifas de 2018**

		T2017	T2018	Variação (T2018 - T2017) / (T2017)
1	Componente fixa (10 <sup>3</sup> EUR)	31 866	29 905	-6,16%
	IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre)	2,20%	1,08%	
	Fator de eficiência (%)	1,50%		
2	Custos incrementais por km de rede (€/km)	395	398	0,72%
	Fator de eficiência km de rede (%)	1,5%		
3	Variação dos km de rede (valor médio do ano) (km)	129	128	-0,98%
4	Custos incrementais por painel de subestação (€/painel)	5 031	5 067	0,72%
	Fator de eficiência por painel de subestação (%)	1,5%		
5	Variação do n.º de painéis (valor médio do ano)	26	23	-11,54%
[(1)+(2)x(3)/1000+(4)x(5)/1000]	Custos de exploração	32 048	30 072	-6,17%

#### VALORIZAÇÃO DE INVESTIMENTOS A CUSTOS DE REFERÊNCIA

A valorização a custos de referência dos investimentos transferidos para exploração em 2016 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 2016, 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.

A respeito dos ativos valorizados a custos de referência, no exercício tarifário de 2017, a ERSE decidiu não reconhecer na base de ativos regulatórios de 2015 o imobilizado respeitante à subestação de Vila Nova de Famalicão.

Pese embora a sua transferência para exploração em 2015, esta decisão da ERSE decorreu do acompanhamento no terreno à auditoria referente à aplicação dos custos de referência do ano de 2015, onde se constatou que a referida subestação não estava a ser explorada na tipologia prevista e, por esta razão, não estava a recolher qualquer dos benefícios que motivaram a sua construção. Entretanto, na sequência dos esclarecimentos posteriormente apresentados pela REN, a ERSE decidiu incluir os ativos afetos à Subestação de Vila Nova de Famalicão na base de ativos regulados do ano de 2016, e colocar a questão do reconhecimento dos ativos para efeitos de cálculo da retribuição dos operadores das redes elétricas como um dos temas em consulta pública na revisão regulamentar do setor elétrico ocorrida durante o primeiro semestre de 2017. Com a referida revisão regulamentar ficou clarificado que, e para efeitos de cálculo da retribuição anual dos operadores das redes, não serão aceites os ativos que,

apesar de já entrados em exploração, não respondam aos motivos que fundamentaram a necessidade do respetivo projeto de investimento.

O Quadro 4-32 resume os resultados da aplicação do mecanismo de custos de referência aos investimentos na RNT transferidos para exploração em 2016, que incorpora a decisão acima referida de, na perspetiva regulatória, diferir a transferência para exploração dos ativos da Subestação de Vila Nova de Famalicão do ano de 2015 para o ano de 2016.

**Quadro 4-32 - Impacte da aplicação do mecanismo na base de ativos em 2016**

	Custo real 10 <sup>3</sup> EUR			
Imobilizado sujeito à aplicação do mecanismo de custos de referência	<b>116 895</b>			
Subestações	72 140			
Linhas	44 755			
	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	<b>89 952</b>	<b>77,0%</b>	<b>89 742</b>	<b>-0,2%</b>
Subestações	69 875	96,9%	70 074	0,3%
Linhas	20 077	44,9%	19 669	-2,0%

Fonte: ERSE, REN

#### TAXA DE REMUNERAÇÃO

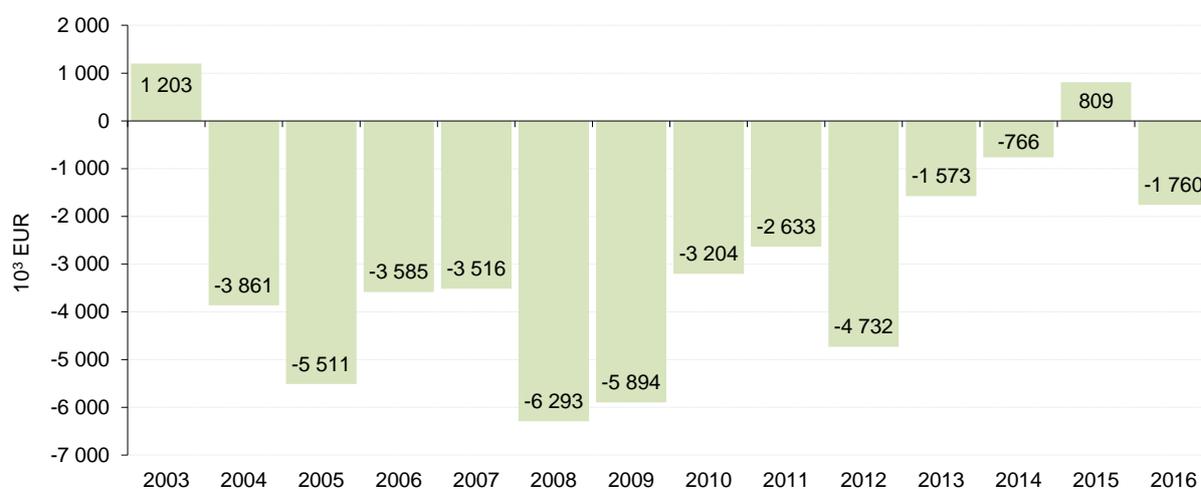
Refletindo a metodologia de indexação apresentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, o custo de capital varia com base na evolução da média das *yields* das Obrigações do Tesouro a 10 anos da República Portuguesa, calculada num período de 12 meses que termina no mês de setembro do ano de aplicação da taxa. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2016 foi de 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 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 6,13% para remunerar os ativos valorizados a custos reais da TEE e de 6,88% para remunerar os ativos valorizados a custos de referência.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2016, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2017, foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2016.

### 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 registado situações de pagadora em quase todos os anos do período em análise, com exceção de 2003 e 2015, de dois anos em que registou situações de recebedora, conforme se demonstra na Figura 4-9. O montante pago pela REN em 2016 ascende a 1 760 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 2 604 milhares de euros aos quais foram deduzidos 465 milhares de euros resultantes de *Financial Transaction Rights* (incluindo a componente de garantias bancárias). O saldo remanescente em 31 de dezembro foi de 2 129 milhares de euros, que inclui o saldo das ações coordenadas de balanço Serviços de Sistema.

### CUSTOS DE NATUREZA AMBIENTAL

Conforme apresentado no Quadro 4-29, os custos de natureza ambiental aceites pela ERSE ascenderam a 3 239 milhares de euros, sendo que 3 081 milhares de euros correspondem a custos com limpezas de florestas e 158 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 2016 e o ocorrido no mesmo ano.

**Quadro 4-33 - Custos de natureza ambiental**

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

	Tarifas 2016	2016	Variação %
Compensações sociais e ambientais	0	139	
Limpeza de florestas	2 250	3 081	37%
Desvios de linhas obrigação legal	210	158	-25%
<b>Custos de natureza ambiental</b>	<b>2 460</b>	<b>3 378</b>	<b>37%</b>

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

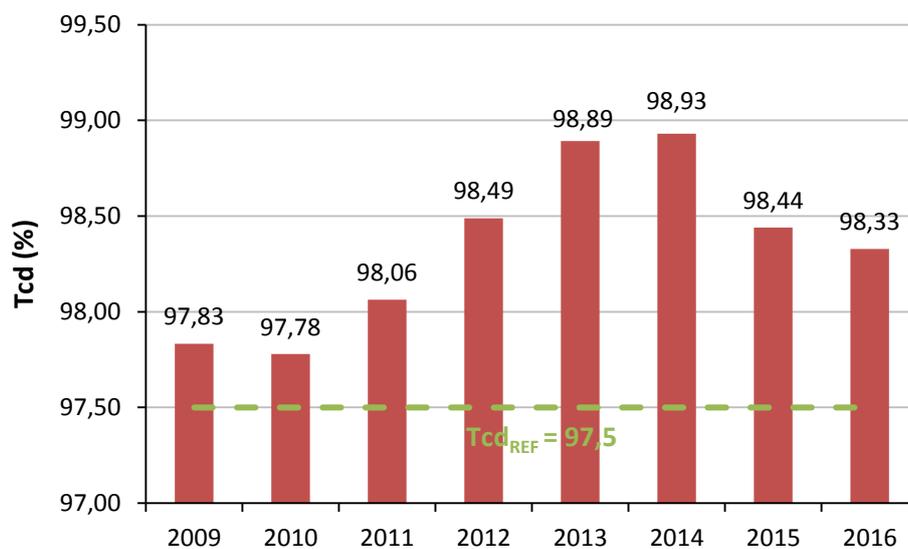
O artigo 131.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 14 de dezembro prevê o mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT que tem por objetivo promover a eficiência da operação e manutenção da RNT.

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 98,33 para a “taxa combinada de disponibilidade” (Tcd) da RNT de 2016, 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 - Evolução da taxa combinada de disponibilidade entre 2009-2016**



#### **ACERTO PROVISÓRIO NO CAPEX DE 2017**

Foi realizado um ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2017 da TEE, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa estimada para 2017. O valor referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é apresentado no quadro infra.

**Quadro 4-34 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2017 da TEE**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR
		T 2018
	<b>Valor do custo com capital da atividade de Transporte de Energia Eléctrica previsto em 2015 para tarifas de 2016</b>	<b>Tarifas 2017</b>
1	Custo com capital referente a activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais [(1) = (2) + (3) * (4)]	130 454
2	Amortizações dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	71 473
3	Valor médio dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	962 774
4	Taxa de remuneração dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	6,13%
5	Custo com capital referente a activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência [(5) = (6) + (7) * (8)]	136 433
6	Amortizações dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	55 584
7	Valor médio dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	1 175 797
8	Taxa de remuneração dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	6,88%
	<b>Valor do custo com capital da atividade de Transporte de Energia Eléctrica estimado em 2016 para 2016</b>	<b>2017 em 2017</b>
9	Custo com capital referente a activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais [(9) = (10) + (11) * (12)]	133 159
10	Amortizações dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	72 555
11	Valor médio dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	957 127
12	Taxa de remuneração dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	6,33%
13	Custo com capital referente a activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência [(13) = (14) + (15) * (16)]	134 621
14	Amortizações dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	53 099
15	Valor médio dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	1 151 147
16	Taxa de remuneração dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	7,08%
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%
<b>19 = [(1 + 5 - 9 - 13) * (1 + (17 + 18))]</b>	<b>Ajustamento provisório t-1 do Custo com Capital da Atividade de Transporte de Energia Eléctrica</b>	<b>-898</b>

#### 4.3 ATIVIDADE DESENVOLVIDA PELO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

O Orçamento de Estado para 2017 reforçou a necessidade de criação de um Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC), conforme já previsto no Decreto-Lei n.º 29/2006 e no Decreto-Lei n.º 30/2006, ambos de 15 de fevereiro, e no Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março que estabelece o regime jurídico aplicável à atividade de OLMC no âmbito do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) e do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN).

Nesses termos, a ADENE passa a desenvolver, a partir de 2018, a atividade de Operador Logístico de Mudança de Comercializador para os setores elétrico e do gás natural.

Com a liberalização do mercado elétrico os consumidores de baixa tensão normal (BTN) passaram em 2006 a ter a possibilidade de escolherem o seu fornecedor de eletricidade, podendo para o efeito, e dentro de determinadas condições, mudar de comercializador de eletricidade.

Nos termos do Decreto-Lei n.º 38/2017, a atividade de OLMC compreende as funções necessárias à mudança de comercializador de eletricidade e de gás natural pelo consumidor final, a seu pedido, bem como a de colaborar na transparência dos mercados de eletricidade e de gás natural. Sem prejuízo das competências atribuídas a outras entidades administrativas, a atividade de OLMC está sujeita à regulação pela ERSE, designadamente pelo facto das tarifas de eletricidade e de gás natural, serem uma das formas de financiamento desta atividade (Artigo. 6.º, n.º 1, alínea c).

A legislação determina, igualmente, que o OLMC deverá ser um operador comum ao SEN e ao SNGN. O Decreto-Lei n.º 38/2017 determina também, que a criação do OLMC não pode agravar os custos já existentes para os consumidores finais de eletricidade e de gás natural.

Apesar de estar previsto na lei que a atividade de OLMC deva ser desempenhada por um operador independente constituído para o efeito, até 2017, no setor elétrico, essa atividade encontra-se atribuída à EDP Distribuição, na qualidade de Operador da Rede de Distribuição.

Para a elaboração de uma proposta de proveitos permitidos para o OLMC no seu primeiro ano de atividade regulada, a ERSE deparou-se com algumas dificuldades para a determinação dos custos aceites para o ano de 2018, nomeadamente:

- Inexistência de um histórico que permita aferir o nível de custos do OLMC como operador independente;
- Dificuldade em identificar os custos incorridos pela EDP Distribuição com a operação logística de mudança de comercializador, face à necessidade de estabelecer um nível de proveitos que garanta que não haja acréscimo de custos para os consumidores de eletricidade, conforme determinado no artigo 172.º da Lei 42/2016, de 28 de dezembro;
- Pouca informação, não permitindo efetuar uma análise mais aprofundada dos custos previstos pelo OLMC e do seu plano de negócios.

Em setembro de 2017 a ADENE apresentou à ERSE um plano de negócios, para um horizonte temporal de 8 anos, em que caracteriza a sua atividade na componente de operação logística de mudança de comercializador. Tendo em conta que o desenvolvimento e implementação de uma nova plataforma de informação deverá demorar cerca de um ano após início dos trabalhos, durante parte do ano de 2018 a ADENE irá recorrer aos atuais operadores (EDP Distribuição, no caso do setor elétrico e OMIP, no caso do setor do gás natural) para assegurar a fase de transição, nomeadamente através da celebração de acordos de prestação de serviços.

O plano de negócios apresentado prevê que os custos de investimento e de exploração nos dois primeiros anos de atividade regulada, 2018 e 2019, envolvam um volume de custos acrescidos pelos fatores apontados, nomeadamente, o investimento numa nova plataforma que deverá entrar em exploração em 2019 e os contratos de prestação de serviços com os anteriores prestadores que irão

envolver custos no ano de 2018. Após o término do novo investimento dos contratos de prestação de serviços é espectável que a partir de 2020 haja uma redução substancial dos custos incorridos.

Para assegurar que não houvesse um acréscimo de custos com a atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, a ERSE baseando-se na proposta de plano de negócios apresentado pela ADENE, definiu um nível de custos totais (TOTEX) a aceitar para 2018 e que nos anos de 2019 e de 2020 evolui com a aplicação de uma metodologia de IPIB-X. Este nível de custos assentou no alisamento a três anos dos custos de investimento e de exploração previstos pela ADENE no seu plano de negócios para o período 2018-2020.

O plano de negócios da ADENE foi revisto e ajustado pela ERSE de modo a ter em conta o custo de capital previsto para os ativos regulados para esse período.

Neste ponto apresentam-se os proveitos permitidos para 2018, bem como a descrição e justificação das decisões tomadas pela ERSE respeitantes às atividade regulada do Operador Logístico de Mudança de Comercializador para o setor elétrico.

A informação enviada pela ADENE foi igualmente tida em conta na definição dos proveitos permitidos da EDP Distribuição, que até à data era responsável pelas atividades associadas à mudança de comercializadores, que foram atribuídas ao OLMC, de modo a garantir que a criação do OLMC não agrave os custos já existentes para os consumidores finais de eletricidade e de gás natural.

Este aspeto é desenvolvido em mais detalhe no ponto 4.4.2 do documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”.

#### **PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR PARA 2018**

O montante de proveitos permitidos à ADENE na atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador é dado pela expressão estabelecida no Artigo 90.º do Regulamento Tarifário em vigor e encontra-se calculado no Quadro 4-35.

**Quadro 4-35 - Proveitos permitidos na atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador**

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

Tarifas 2018

<b>A</b>	Custos afetos à atividade de OLMC para o setor elétrico, aceites pela ERSE, previstos para o ano t	1 180
<b>B</b>	Outros proveitos desta atividade afetos ao setor elétrico que não resultam da aplicação da tarifa, previstos para o ano t	0
<b>C</b>	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de OLMC para o setor elétrico, tendo em conta os valores ocorridos no ano t-2	
<b>D=A - B - C</b>	<b>Proveitos da atividade de OLMC (A + B - C)</b>	<b>1 180</b>

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

As atividades reguladas da EDP Distribuição correspondem à atividade de Distribuição de Energia Elétrica 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 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.

No novo período de 2018-2020 a metodologia de regulação aplicada à atividade de distribuição foi alterada ao nível da Baixa Tensão, na qual se utiliza uma metodologia do tipo *price cap* aplicada ao TOTEX (custos totais). Na Alta e Média tensão manteve-se a metodologia aplicada no período anterior.

Sucintamente, as formas de regulação das atividades reguladas da EDP Distribuição são:

- Distribuição de Energia Elétrica – regulação por *price-cap* aplicada ao OPEX e regulação por custos aceites aplicado ao CAPEX em AT/MT e regulação por *price-cap* aplicada ao TOTEX em BT. 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.

#### 4.4.1 ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DO ACESSO À REDE DE TRANSPORTE

##### 4.4.1.1 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, de uso da rede de transporte e dos serviços do Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC) 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 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 (AT, MT), BTE e BTN;
- Sobreproveito associado ao agravamento tarifário nos termos do Artigo 6º do Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de setembro, na redação vigente;
- 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 2018 inclui:

- a) Diferencial de custo do próprio ano;
- b) Os custos de funcionamento e outros custos, nomeadamente os associados aos pagamentos de tarifa de acesso à rede de Transporte a suportar por produtores em regime especial;
- c) Diferimento do diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, determinado pela aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no Artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, alterado pelo Decreto-lei n.º 178/2015, de 27 de agosto;
- d) Medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE decorrentes da legislação em vigor;
- e) Mecanismo regulatório para assegurar equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho;
- f) Ajustamentos dos diferenciais de custo da PRE referentes a 2016 e a 2017.

**Quadro 4-36 - Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2017	Tarifas 2018
<b>A</b>	<b>Diferencial de custo com a aquisição da PRE <sup>1</sup> [(1)-(2)+(3)+(4)-(5)-(6)+(7)-(8)-(9)]</b>	<b>691 890</b>	<b>784 097</b>
1	Compras	1 580 512	1 589 949
2	Vendas	673 827	749 442
3	Outros custos	7 761	7 787
4	Custos de funcionamento	5 132	4 900
5	Ajustamento t-1	-284 884	118 099
6	Ajustamento t-2	-65 807	51 681
7	Alisamento quinquenal - artº 73º A	-313 834	365 012
8	Medidas de sustentabilidade do SEN com impacto na PRE decorrentes da legislação em vigor	207 403	104 064
9	Mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013	57 142	160 266
<b>B</b>	<b>Diferencial de custo com a aquisição da PRE <sup>2</sup> [(10)-(11)+(12)+(13)-(14)-(15)+(16)-(17)]</b>	<b>625 043</b>	<b>484 796</b>
10	Compras	624 994	614 712
11	Vendas	261 876	292 158
12	Outros custos	2 862	2 882
13	Custos de funcionamento	5 132	4 900
14	Ajustamento t-1	140 675	53 032
15	Ajustamento t-2	82 999	17 337
16	Alisamento quinquenal - artº 73º A	485 606	224 829
17	Medidas de sustentabilidade do SEN com impacto na PRE decorrentes da legislação em vigor	8 000	0
<b>A+B</b>	<b>Total dos proveitos a recuperar pela função de compra e venda de energia da PRE</b>	<b>1 316 934</b>	<b>1 268 893</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 desagrega-se 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 cálculo desta taxa de juro encontra-se detalhado no ponto 2.1.

O quadro seguinte apresenta o impacto do valor diferido referente a proveitos permitidos de 2018 e os respetivos juros no período quinquenal.

**Quadro 4-37 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial referente a proveitos permitidos de 2018**

Unidade 10<sup>3</sup> EUR

	Diferimento PRE					
	T2018	T2019	T2020	T2021	T2022	Total
<b>PRE <sup>1(1)</sup></b>						
anuidade	9 304	161 759	161 759	161 759	161 759	656 339
Amortização capital <sup>(2)</sup>	0	152 455	154 730	157 038	159 381	623 604
juros	9 304	9 304	7 029	4 721	2 378	32 735
valor a abater aos pp <sup>(3)</sup>	623 604					
<b>Alisamento quinquenal</b>	<b>-623 604</b>	<b>161 759</b>	<b>161 759</b>	<b>161 759</b>	<b>161 759</b>	<b>656 339</b>
<b>PRE <sup>2(4)</sup></b>						
anuidade	3 843	66 818	66 818	66 818	66 818	271 114
Amortização capital <sup>(2)</sup>	0	62 975	63 914	64 868	65 836	257 592
juros	3 843	3 843	2 903	1 950	982	13 522
valor a abater aos pp <sup>(3)</sup>	257 592					
<b>Alisamento quinquenal</b>	<b>-257 592</b>	<b>66 818</b>	<b>66 818</b>	<b>66 818</b>	<b>66 818</b>	<b>271 114</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 2018

Valor a abater aos pp <sup>(3)</sup> - Valor a 31 de dezembro de 2018

PRE <sup>2(4)</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 2014 até 2018 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 2018 e 2022, verificar-se-á nas tarifas de 2019.

**Quadro 4-38 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRE de 2014 a 2018 nos proveitos permitidos de 2018 a 2022**

Unidade 10<sup>3</sup> EUR

	Diferimento PRE				
	T2018	T2019	T2020	T2021	T2022
<b>PRE<sup>1 (1)</sup></b>					
anuidade	997 920	905 148	660 640	470 775	161 759
Amortização capital	928 858	863 685	638 161	460 356	159 381
juros	69 061	41 464	22 479	10 418	2 378
<b>Alisamento quinquenal</b>	<b>365 012</b>	<b>905 148</b>	<b>660 640</b>	<b>470 775</b>	<b>161 759</b>
<b>PRE<sup>2 (2)</sup></b>					
anuidade	486 264	387 620	238 879	103 486	66 818
Amortização capital	455 072	371 567	231 670	100 860	65 836
juros	31 192	16 053	7 209	2 626	982
<b>Alisamento quinquenal</b>	<b>224 829</b>	<b>387 620</b>	<b>238 879</b>	<b>103 486</b>	<b>66 818</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 2018 foram consideradas medidas de sustentabilidade do SEN com impacte no diferencial de custo de aquisição de energia à 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;

O montante previsto reverter para o SEN em 2018, 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 77,6 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 26,5 milhões de euros, no ano de 2018.

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

O Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, estabelece o regime legal para criação de um mecanismo regulatório tendente a assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade em Portugal, com incidência na componente de custos de interesse económico geral (CIEG) da tarifa de Uso Global do Sistema.

Este diploma determina igualmente que os CIEG são suportados pelos produtores em regime ordinário e outros produtores que não estejam enquadrados no regime de remuneração garantida, sempre que se concluir que a existência de distorções provocadas por eventos externos implique um aumento dos preços médios de eletricidade no mercado grossista e proporcione benefícios não esperados nem expectáveis para os produtores.

A Portaria n.º 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.

Por sua vez, atento o conteúdo do Despacho n.º 7557-A/2017, de 25 de agosto e por força da revogação dos números 11 e 12 do Despacho n.º 11566-A/2015, de 15 de outubro, consideram-se, no presente e para 2018, como inexistentes os eventos extramercado internos ao SEN, previstos na Portaria n.º 225/2015.

#### **IDENTIFICAÇÃO DE VALORES DE EXERCÍCIOS TARIFÁRIOS PASSADOS**

Nos termos do Despacho n.º 8004-A/2017, de 13 de setembro, do Senhor Secretário de Estado da Energia, e em acréscimo ao atrás referido, deve a ERSE identificar os valores que foram tidos em consideração como eventos internos nos anos de 2015 a 2017 e que tiveram, por essa circunstância, reflexo nas tarifas de energia elétrica relativas aos exercícios tarifários de 2016 e 2017.

Para determinação dos valores que foram tidos em consideração nos mencionados exercícios tarifários e que, por força da aplicação do Despacho n.º 8004-A/2017, de 13 de setembro, devem ser identificados e revertidos, a ERSE opta por identificar dois tipos de ajustamento que é necessário processar:

- Ajustamento no preço unitário a aplicar em cada ano e que decorre da consideração de um valor  $P_{liq_t}$  distinto do que foi empregue em cada ano, o qual se aplica ao volume de energia previsional que se considerou para cada ano; e
- Ajustamento de quantidades de energia objeto de faturação, face ao volume inicialmente previsto.

O efeito global destes ajustamentos é equivalente, nos anos de 2015 e 2016, à consideração de uma correção de faturação já verificada. Já no que respeita ao ano de 2017, o ajustamento a efetuar corresponde apenas a corrigir o efeito de preço, já que as quantidades relativas ao ano ainda não se encontram fechadas e, nos termos do processo tarifário, este ajustamento é efetuado em t+2 (tarifas para 2019). Ainda a respeito do ano de 2017, deve considerar-se a existência de dois preços unitários distintos, por força da aprovação de um preço distinto a aplicar a partir de 24 de agosto de 2017. Nestas condições, o valor previsional de energia que foi considerado nas tarifas para 2017 foi perfilado para cada um destes dois períodos.

Assim, os valores apresentados no Quadro 4-39 apresentam os valores de acerto de faturação a serem efetivados para os anos de 2015 a 2017, sendo que este último se encontra em base previsional e os dois anos que o antecedem em base definitiva. Nestes termos, o valor global da faturação aos centros eletroprodutores por aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho é:

- Cerca de 19 824 milhares de euros para o ano de 2015, em base definitiva e já considerando os ajustamentos em preços e em quantidades;
- Cerca de 46 711 milhares de euros para o ano de 2016, em base definitiva e já considerando os ajustamentos em preços e em quantidades; e
- Cerca de 75 170 milhares de euros para o ano de 2017, em base previsional, considerando apenas o ajustamento em preço.

**Quadro 4-39 – Termos e valores relativos à aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, nos anos de 2015, 2016 e 2017**

Ano	Volume previsto (MWh) [A]	Volume real (MWh) [B]	Valor unitário inicial (P <sub>liq</sub> ) (€/MWh) [C]	Valor unitário final (P <sub>liq</sub> ) (€/MWh) [D]	Ajustamento corrente por volume (10 <sup>3</sup> €) [E] = (D - C) x (B - A)	Ajustamento por correção de preço (10 <sup>3</sup> €) [F] = (D - C) x A	Ajustamento total (10 <sup>3</sup> €) [G] = E + F
2015	2 971 792	3 049 816	5,23	6,50	99	3.774	<b>3.873</b>
2016	5 839 587	7 186 294	3,91	6,50	3.488	15.125	<b>18.613</b>
2017 (até 23.08)	7 265 273	----	0,60	6,50	----	42.865	<b>42.865</b>
2017 (a partir de 24.08)	5 883 238	----	0,60	4,75	----	24.415	<b>24.415</b>
<b>TOTAL</b>	<b>21 959 890</b>	----	---	---	<b>3.587</b>	<b>86.179</b>	<b>89.766</b>

### APLICAÇÃO DO DECRETO-LEI N.º 74/2013 EM 2018

Aquando da preparação da proposta de tarifas e preços para 2018, a ERSE estimou 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 produzisse, em 2018, um valor de proveitos de aproximadamente 70,5 milhões de euros. Este valor de receita previsual considerou um valor unitário do parâmetro  $Pem_t^{UE}$  de 4,75 €/MWh, que constava da proposta que a ERSE oportunamente formulou e que, ao tempo, ainda não havia sido aprovado.

Neste sentido, a concretização da estimativa para os parâmetros  $Vem_t$ ,  $EIRE_t$ , conjugando toda a normativa publicada até à data foi a seguinte:

- $Vem_t$ : 0 €, na medida em que não existem eventos extramercado e ordem interna aprovados para 2018;
- $EIRE_t$ : 14,8 TWh

Os restantes parâmetros, previstos na Portaria n.º 225/2015, de 30 de Julho, pela mesma razão referida para o parâmetro  $Vem_t$ , seriam também nulos.

Decorrente do exposto, a estimativa do parâmetro  $Pliq_t$  de 4,75 €/MWh aplicado à produtividade estimada de 14,8 TWh, o qual corresponderia apenas e só a aplicação do parâmetro  $Pem_t^{UE}$  para 2018, e na medida em que este valor fosse objeto de publicação por parte do membro do Governo responsável pela área da energia.

A estimativa de produção abrangida ( $EIRE_t$ ), não inclui as centrais com CMEC, para as quais se torna necessário aclarar juridicamente se as mesmas se encontram abrangidas pelo âmbito de aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013 durante o período da revisibilidade final. Assim, sem prejuízo de informação posterior que promova a citada aclaração, 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 do Alqueva;
- Central hidroelétrica do Alqueva 2;
- Central hidroelétrica do Alto Rabagão;
- 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;
- Central hidroelétrica da Caniçada;
- Central hidroelétrica do Carrapatelo;
- Central hidroelétrica do Castelo de Bode;
- Central hidroelétrica do Desterro;
- Central hidroelétrica de Foz Tua;
- Central hidroelétrica de Frades;
- 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 de Ponte Jugais;
- Central hidroelétrica da Póvoa;
- Central hidroelétrica de Ribeiradio;
- Central hidroelétrica do Sabugueiro;
- Central hidroelétrica do Salamonde;
- Central hidroelétrica do Salamonde 2;
- Central hidroelétrica de Santa Luzia;
- Central hidroelétrica da Varosa;
- Central hidroelétrica da Velada;
- Central hidroelétrica da Venda Nova;
- Central hidroelétrica de Vila Cova;

- Central termoelétrica de Lares (CCGT);
- Central termoelétrica do Pego (CCGT);
- Central termoelétrica do Ribatejo (CCGT);
- Central termoelétrica de Sines.

Todavia, o Despacho n.º 9955/2017, de 17 de novembro, do Senhor Secretário de Estado da Energia, determina que a ERSE “(...) após a aprovação e publicação do Orçamento do Estado para 2018, apresente nova proposta, ouvida a DGEG, de definição do valor dos parâmetros  $Pem_{ts}^{UE}$  e  $\lambda_{i_t}$ , em que sejam considerados os efeitos da entrada em vigor daquele instrumento, por forma a poderem ser aplicados a partir do início do ano de 2018”.

Na avaliação da ERSE, não existem elementos novos que alterem materialmente o valor do parâmetro  $Pem_{ts}^{UE}$  que foi objeto de proposta da ERSE em final do passado mês de setembro e objeto de aprovação para vigorar a partir de 24 de agosto de 2017 nos termos do mencionado Despacho n.º 9955/2017. Ainda assim, considerando o demais relativo ao conteúdo do Orçamento do Estado para 2018, importa considerar a aplicação do Imposto sobre Produtos Petrolíferos e Energéticos.

Na presente data, não havendo por parte da ERSE outra informação que não o texto da proposta inicial e as propostas de alteração que foram votadas e aprovadas neste domínio, entende-se que com a redação constante do artigo 186.º da proposta de Orçamento do Estado para 2018 e com a proposta de alteração a este mesmo artigo e que tem o número 393C-1, votada favoravelmente, resulta que não poderá haver repercussão do imposto cobrado no âmbito do referido artigo nos consumidores finais (aditamento do n.º 6 ao artigo 186.º da proposta de Orçamento de Estado para 2018 nos termos da mencionada alteração 393C-1). Por conseguinte, e fazendo-se a analogia com o que determinou a reversão de montantes para os anos de 2015, 2016 e 2017, entendeu a ERSE propor a não consideração dos encargos com o Imposto sobre Produtos Petrolíferos e Energéticos como evento externo de ordem interna ao sistema português, daí resultando que o parâmetro  $\lambda_{i_t}$  será, contingentemente, nulo.

Por conseguinte, o valor previsional de faturação aos centros eletroprodutores abrangidos pela aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013 de 4 de junho e demais legislação que o complementa é, em 2018, de cerca de 70,5 milhões de euros.

Estes valores terão impacto na tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da Rede de Distribuição e serão integralmente deduzidos ao sobrecusto da PRE.

#### AMORTIZAÇÃO E JUROS DA DÍVIDA TARIFÁRIA

O Quadro 4-40 apresenta os movimentos da dívida tarifária incluídos em tarifas de 2018 que, de seguida, são descritos:

- 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, com término em 2018. 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 2018, referente a este diferimento é de 381,7 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 2018, referente a este diferimento é de 629,3 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 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 saldo em dívida em 2018, referente a este diferimento é de 999,3 milhões de euros. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BCP, ao Banco Popular, BPI, Santander e Tagus;
- O diferimento, no montante de 881,2 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 2018;
- 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 2018, referente a estes défices, é de 762,2 milhões de euros. Estes défices foram cedidos à Tagus – Sociedade de Titularização de Créditos, SA a 3 de março de 2009 e a 3 de dezembro de 2009, respetivamente;

- O diferimento da parcela de acerto de 2012 dos CMEC, decorrente do Decreto-Lei n.º 32/2014, de 28 de fevereiro, no montante de 240,9 milhões a ser recuperado em partes iguais nos anos 2017 e 2018. A dívida apresenta término em 2018. Parte do valor em dívida acrescido dos respetivos juros foi titularizada à Tagus em dezembro de 2014.

Quadro 4-40 - Amortização e juros da dívida tarifária

	Unidade: EUR					
	Saldo em dívida em 2017	Juros 2018	Amortização e regularização 2018 <sup>(1)</sup>	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2018	Saldo em dívida em 2018	
		(1)	(2)	(3) = (1)+(2)		
<b>EDP Serviço Universal</b>	<b>4 276 534 526</b>	<b>101 015 595</b>	<b>1 503 980 566</b>	<b>1 604 996 161</b>	<b>3 653 750 293</b>	
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2014</b>	<b>388 120 448</b>	<b>18 724 871</b>	<b>388 120 448</b>	<b>406 845 319</b>	<b>0</b>	
<b>EDP Serviço Universal</b>	95 156 654	4 590 833	95 156 654	99 747 487	0	
<b>BCP</b>	Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	46 681 212	2 252 135	46 681 212	48 933 348	0
<b>Santander</b>	Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	52 781 226	2 546 430	52 781 226	55 327 656	0
<b>Tagus, SA</b>	Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	129 732 175	6 258 929	129 732 175	135 991 104	0
<b>CGD, S.A.</b>	Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	31 002 962	1 495 738	31 002 962	32 498 700	0
<b>Banco Popular</b>	Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	32 766 218	1 580 806	32 766 218	34 347 024	0
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2015</b>	<b>752 324 328</b>	<b>22 671 294</b>	<b>370 578 473</b>	<b>393 249 767</b>	<b>381 745 855</b>	
<b>EDP Serviço Universal</b>	18 726 577	564 325	9 224 301	9 788 627	9 502 276	
<b>BCP</b>	Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	50 921 358	1 534 515	25 082 745	26 617 260	25 838 613
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	57 177 456	1 723 043	28 164 361	29 887 404	29 013 094	
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	35 753 251	1 077 424	17 611 268	18 688 692	18 141 983	
<b>Caixa Bank</b>	Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	375 338 027	11 310 811	184 883 285	196 194 096	190 454 742
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	143 013 050	4 309 698	70 445 094	74 754 792	72 567 957	
<b>Banco Popular</b>	Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	40 571 772	1 222 630	19 984 766	21 207 396	20 587 007
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	30 822 837	928 846	15 182 654	16 111 500	15 640 183	
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2016</b>	<b>933 640 024</b>	<b>20 912 603</b>	<b>304 345 410</b>	<b>325 258 013</b>	<b>629 294 614</b>	
<b>EDP Serviço Universal</b>	22 342 272	500 445	7 283 073	7 783 517	15 059 200	
<b>BCP</b>	Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	74 414 303	1 666 806	24 257 370	25 924 176	50 156 933
<b>CGD</b>	Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	110 350 759	2 471 747	35 971 837	38 443 584	74 378 922
<b>Santander</b>	Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	147 387 095	3 301 324	48 044 840	51 346 164	99 342 255
<b>Tagus</b>	Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	446 841 984	10 008 814	145 660 322	155 669 136	301 181 661
<b>BPI</b>	Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	75 213 611	1 684 710	24 517 926	26 202 636	50 695 685
<b>BBVA</b>	Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	57 089 999	1 278 759	18 610 041	19 888 800	38 479 958
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2017</b>	<b>1 320 165 801</b>	<b>24 797 994</b>	<b>320 886 402</b>	<b>345 684 396</b>	<b>999 279 399</b>	
<b>EDP Serviço Universal</b>	431 514 307	8 105 565	104 886 124	112 991 688	326 628 184	
<b>BCP</b>	Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	95 739 385	1 798 369	23 270 915	25 069 284	72 468 469
<b>Banco Popular</b>	Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	46 977 309	882 422	11 418 550	12 300 972	35 558 758
<b>BPI</b>	Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	71 804 527	1 348 776	17 453 184	18 801 960	54 351 343
<b>Santander</b>	Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	95 739 430	1 798 369	23 270 927	25 069 296	72 468 504
<b>Tagus</b>	Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	578 390 843	10 864 494	140 586 702	151 451 196	437 804 140
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2018 <sup>(1)</sup></b>					<b>881 196 333</b>	
<b>Tagus, SA</b>	<b>882 283 926</b>	<b>14 284 177</b>	<b>120 049 833</b>	<b>134 334 010</b>	<b>762 234 093</b>	
Desvós de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	653 171 848	10 574 852	88 875 213	99 450 065	564 296 636	
Sobrecusto da PRE 2009	229 112 078	3 709 325	31 174 621	34 883 945	197 937 457	
<b>Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008</b>	<b>0</b>	<b>-375 344</b>	<b>0</b>	<b>-375 344</b>	<b>0</b>	
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009	0	-375 344		-375 344	0	
<b>EDP Distribuição</b>	<b>120 434 709</b>	<b>2 744 105</b>	<b>120 434 709</b>	<b>123 178 814</b>	<b>0</b>	
<b>Parcela de acerto de 2012</b>						
EDP Distribuição	6 021 741	122 141	6 021 741	6 143 882	0	
Tagus SA	114 412 968	2 621 964	114 412 968	117 034 932	0	
<b>Total</b>	<b>4 396 969 235</b>	<b>103 759 700</b>	<b>1 624 415 275</b>	<b>1 728 174 975</b>	<b>3 653 750 293</b>	

Nota:

<sup>(1)</sup> O valor total do sobrecusto PRE previsto para 2018 é de 894,3 milhões de euros.

### **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 2016 e estimados para 2017, 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 8 867 milhares de euros para 2016 (ajustamento da tarifa de energia 1 673 milhares de euros e ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo de 7 194 milhares de euros) e -22 989 milhares de euros para 2017, serão discriminados na função de compra e venda de energia elétrica para fornecimento dos clientes do CUR.

### **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 VIGENTE**

O sobreproveito resultante do mecanismo de incentivo à escolha de um comercializador em mercado, por parte de clientes que não sejam fornecidos em BT<sup>33</sup>, será repercutido nos restantes consumidores através da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) do ORD. Em 2018 este valor ascende a -3 357 milhares de euros.

### **CUSTOS COM TARIFA SOCIAL**

O Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, e pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou 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 o Despacho n.º 9081-C/2017, publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 198, de 13 de outubro de 2017, o desconto referente à tarifa social a aplicar nas tarifas de eletricidade de 2018 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.

---

<sup>33</sup> O art.º 2.º-A da Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, onde se consagra a livre opção dos consumidores domésticos de eletricidade pelo regime de tarifas reguladas, procedendo à segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, estabelece que não é permitido aplicar aos clientes finais de baixa tensão normal qualquer fator de agravamento.

Os custos com a tarifa social ascendem em 2018 a cerca de 83 723 milhares de euros (Continente e Regiões Autónomas). Este montante é financiado pelos centros electroprodutores do Continente, definidos no artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, com a redação dada pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro<sup>34</sup>, 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 2018, bem como a indicação dos respetivos titulares, encontrando-se esta informação no Anexo do presente documento. A repartição do financiamento da tarifa de 2018 é apresentada no Quadro 4-41.

---

<sup>34</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 4-41 - Financiamento da tarifa social referente a 2018  
pelos produtores em regime ordinário<sup>35</sup>**

	Tarifa Social 2018		
	Potência p/ repartição da Tarifa Social		Valor por empresa
	MW	%	10 <sup>3</sup> EUR
<b>EDP Produção</b>	<b>9 419,1</b>	<b>74,8%</b>	<b>62 622,9</b>
Centrais com CMEC	2 511,5	19,9%	16 698,0
Centrais com GP	3 589,0	28,5%	23 861,3
Restantes centrais	3 318,6	26,4%	22 063,6
<b>Endesa</b>	<b>845,0</b>	<b>6,7%</b>	<b>5 618,2</b>
Centrais com GP	845,0	6,7%	5 618,2
<b>Tejo Energia</b>	<b>615,0</b>	<b>4,9%</b>	<b>4 088,8</b>
Centrais com CAE	615,0	4,9%	4 088,8
<b>Turbogás</b>	<b>1 057,1</b>	<b>8,4%</b>	<b>7 028,3</b>
Centrais com CAE	1 057,1	8,4%	7 028,3
<b>Hidroelétrica do Gadiana</b>	<b>507,4</b>	<b>4,0%</b>	<b>3 373,4</b>
Centrais com GP	257,4	2,0%	1 711,3
Restantes centrais	250,0	2,0%	1 662,1
<b>Green Vouga</b>	<b>74,7</b>	<b>0,6%</b>	<b>496,6</b>
Centrais com GP	74,7	0,6%	496,6
<b>Pebble Hydro</b>	<b>33,2</b>	<b>0,3%</b>	<b>220,6</b>
Restantes centrais	33,2	0,3%	220,6
<b>EH Alto Tâmega e Barroso</b>	<b>11,8</b>	<b>0,1%</b>	<b>78,5</b>
Restantes centrais	11,8	0,1%	78,5
<b>Município Ribeira de Pena</b>	<b>10,5</b>	<b>0,1%</b>	<b>69,8</b>
Restantes centrais	10,5	0,1%	69,8
<b>Energias Hidroelétricas</b>	<b>9,1</b>	<b>0,1%</b>	<b>60,5</b>
Restantes centrais	9,1	0,1%	60,5
<b>HDR Hidroelétrica</b>	<b>9,8</b>	<b>0,1%</b>	<b>65,2</b>
Restantes centrais	9,8	0,1%	65,2
<b>Total</b>	<b>12 592,7</b>	<b>100,0%</b>	<b>83 722,8</b>
Centrais com CMEC	2 511,5	19,9%	16 698,0
Centrais com CAE	1 672,1	13,3%	11 117,1
Centrais com GP	4 766,1	37,8%	31 687,6
Restantes centrais	3 643,0	28,9%	24 220,2

Nota: Os aproveitamentos hidroelétricos de que são titulares a Energias Hidroelétricas e a HDR Hidroelétrica, apesar de terem uma potência ativa instalada inferior a 10MW, a sua potência aparente instalada é superior a 10 MVA, estando portanto englobados nos titulares que financiam a tarifa social, de acordo com a informação prestada pela DGEG que consta no Anexo ao presente documento.

Fonte: ERSE, DGEG

<sup>35</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 seja 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 – Gestão da Produção de Energia, S.A. (anteriormente denominada CPPE - Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade, S.A.) foram cessados.

A parcela fixa dos CMEC corresponde a uma renda anual sobre o montante bruto de compensação pela cessação antecipada do conjunto dos CAE cessados, isto é, sobre o valor inicial dos CMEC. Para cada centro electroprodutor, este último montante corresponde ao valor atual, à data de cessação, da soma para cada ano do período remanescente contratado no respetivo CAE dos encargos fixos previstos subtraídos dos rendimentos previstos decorrentes da venda de energia em mercado, deduzidos dos custos variáveis de produção previstos.

Aquela parcela inclui ainda os valores correspondentes aos ajustamentos de faturação, 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 2017 foram incluídas nove mensalidades e as restantes três serão recuperadas em 2018 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 anual dos CMEC corresponde à diferença entre o valor atual das receitas, líquidas de custos<sup>36</sup>, que um centro electroprodutor esperaria receber antes da liberalização dos mercados, definidos nos seus respetivos 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 anuais 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 2016, o valor total dos ajustamentos dos CMEC foi de 153 106 milhares de euros, sem juros, conforme definido no relatório submetido pela DGEG à ERSE<sup>37</sup>. Para este ajustamento contribuíram os desvios respeitantes às centrais hídricas enquadradas pelos CMEC (31 660 milhares de euros) e à central termoelétrica de Sines (121 446 milhares de euros), única central térmica com CMEC desde 2013.

O remanescente do ajustamento da parcela de acerto de 2016 acrescida dos respetivos juros irá ser recuperado pelos centros electroprodutores em 2018 durante o 1º trimestre. Na parcela de acerto são ainda considerados os desvios de faturação e os juros devidos à EDP Distribuição em 2018 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>36</sup> Anualizado sob forma de renda.

<sup>37</sup> Estão ainda em curso os procedimentos para a homologação, pelo membro do Governo responsável pela área da Energia, do montante do ajustamento anual dos CMEC referente a 2016.

Análise do cálculo do ajustamento anual dos CMEC incorporado na parcela de acerto

No Quadro 4-42 apresenta-se a desagregação do ajustamento dos CMEC de 2016 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 2015, em que o valor do desvio ascendeu a cerca de 135 milhões de euros, decorreu essencialmente da redução da margem de exploração de Sines, aumentando o desvio face aos valores previstos no cálculo inicial, sem que a margem de exploração das centrais hídricas tenha aumentado na mesma proporção.

**Quadro 4-42 - Ajustamento anual do montante dos CMEC**

		<b>Unidade: 10<sup>3</sup> Eur</b>		
		Valor apurado para 2016	Cálculo valor inicial dos CMEC para 2016	Valor definido do ajustamento para 2016
<b>Receitas de mercado</b>				
1.1	Centrais hídricas	254 299	313 027	-58 728
1.2	Centrais térmicas	339 921	519 406	-179 485
1 = 1.1+1.2	<b>Total</b>	<b>594 220</b>	<b>832 433</b>	<b>-238 213</b>
<b>Custos de exploração (CE) + CO<sub>2</sub></b>				
2.1	Centrais térmicas CE (Comb. + O&M)	196 779	191 511	5 268
2.2	Centrais térmicas CO <sub>2</sub>	38 507	121 739	-83 232
2 = 2.1+2.2	<b>Total</b>	<b>235 286</b>	<b>313 250</b>	<b>-77 964</b>
<b>Margem de exploração</b>				
3.1=1.1	Centrais hídricas	254 299	313 027	-58 728
3.2=1.2-2	Centrais térmicas	104 635	206 156	-101 521
3 = 1-2	<b>Total</b>	<b>358 934</b>	<b>519 183</b>	<b>-160 249</b>
<b>Receitas de serviço de sistema</b>				
4.1	Centrais hídricas	22 896	0	22 896
4.2	Centrais térmicas	7 793	0	7 793
4 = 4.1+4.2	<b>Total</b>	<b>30 689</b>	<b>0</b>	<b>30 689</b>
<b>Encargo fixo (EF), Outros Encargos (OE) e CESE</b>				
5.1	Centrais hídricas EF	371 504	381 808	-10 304
5.2	Centrais térmicas EF	200 094	181 019	19 075
5.3	Centrais hídricas OE	6 737	605	6 132
5.4	Centrais térmicas OE	10 568	1 925	8 643
5 = 5.1+5.2+5.3+5.4	<b>Total</b>	<b>588 903</b>	<b>565 357</b>	<b>23 546</b>
<b>Ajustamento total do montante dos CMEC</b>				
6.1 = 5.1+5.3-4.1-3.1	Centrais hídricas	101 046	69 386	31 660
6.2 = 5.2+5.4-4.2-3.2	Centrais térmicas	98 234	-23 212	121 446
<b>6 = 6.1+6.2</b>	<b>Total</b>	<b>199 280</b>	<b>46 174</b>	<b>153 106</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 160 249 milhares de euros, representando o maior contributo para o ajustamento total a realizar no ano de 2016. Esta diferença resulta, em grande parte, da redução de receita da central de Sines.

Por outro lado, verificou-se um desvio por excesso das rúbricas de encargos fixos e outros encargos, no valor de 23 546 milhares de euros, dos quais 19 075 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, correspondente à disponibilidade garantida inscrita no CAE. Quanto ao desvio por excesso da rúbrica de outros encargos, este resulta da existência de um conjunto de custos<sup>38</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 30 689 milhares de euros, estas permitiram reduzir o valor dos ajustamentos dos CMEC em 2016, 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 2016 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.

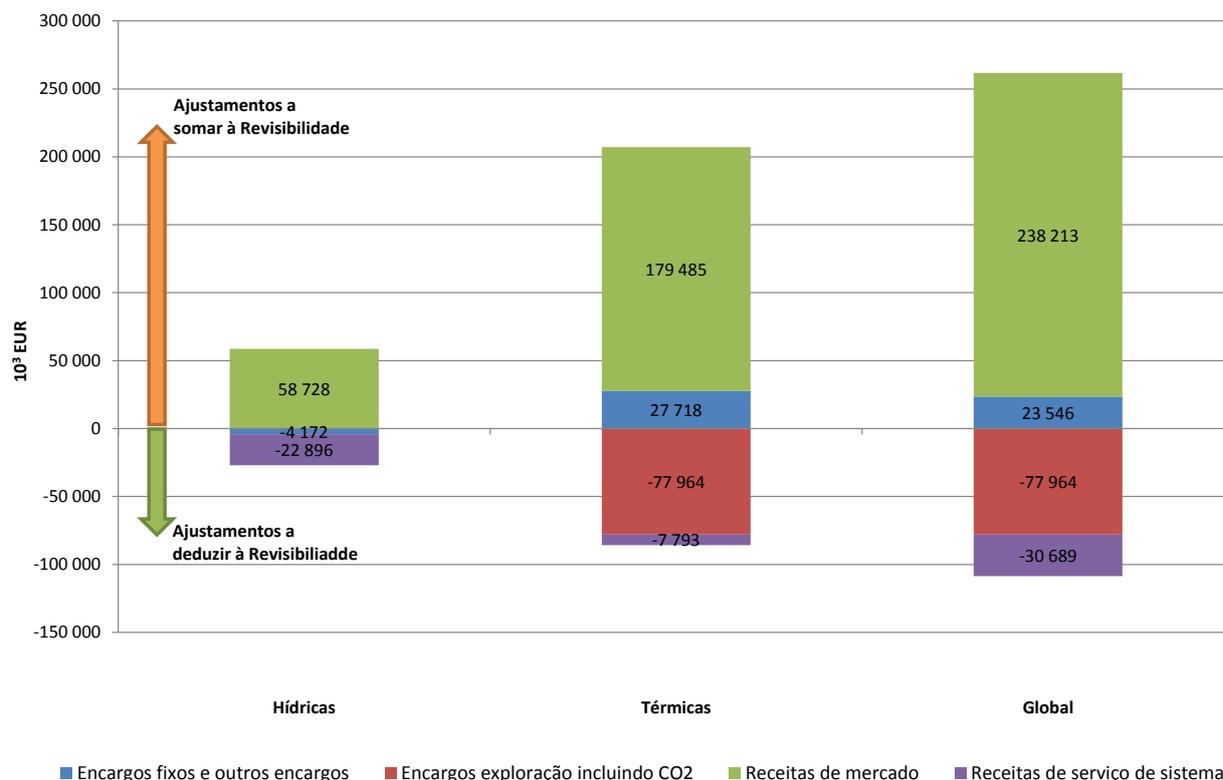
Nota-se que após a conclusão da auditoria prevista no artigo 5.º deste Despacho, foi identificada uma sobrecompensação no modo de cálculo da revisibilidade dos CMEC, relativamente à participação destas centrais no mercado de serviços de sistema, que deverá ser repercutida no ajustamento final dos CMEC, de acordo com o artigo 4.º do mesmo Despacho.

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

---

<sup>38</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.

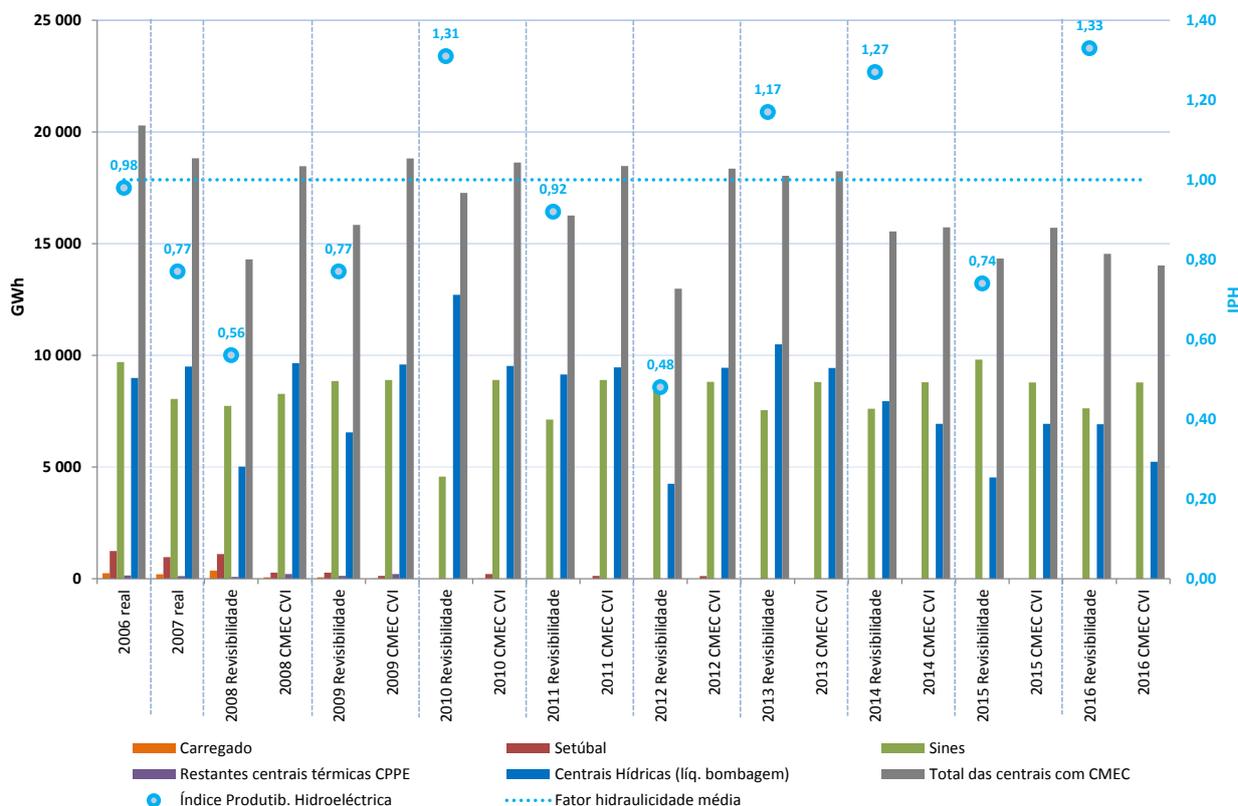
Figura 4-11 - Ajustamento anual do montante dos CMEC por parcela



Fonte: ERSE, EDP, REN

O ano de 2016 foi o ano mais húmido desde o início dos CMEC, com uma volatilidade acentuada do índice de produtividade hidroelétrica, em que o primeiro semestre foi bastante húmido (IPH de 1,68) e o segundo foi muito seco (IPH final do ano foi de 1,33), o que se traduziu num aumento de produção das centrais hídricas particularmente durante o 1.º semestre, o que originou uma produção anual significativamente acima do valor previsto no cálculo inicial dos CMEC. No entanto, este aspeto levou, simultaneamente, a uma pequena diminuição da produção da central térmica de Sines. A combinação destes efeitos levou a que a produção total das centrais com CMEC, apurada no cálculo da revisibilidade, tenha sido superior 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

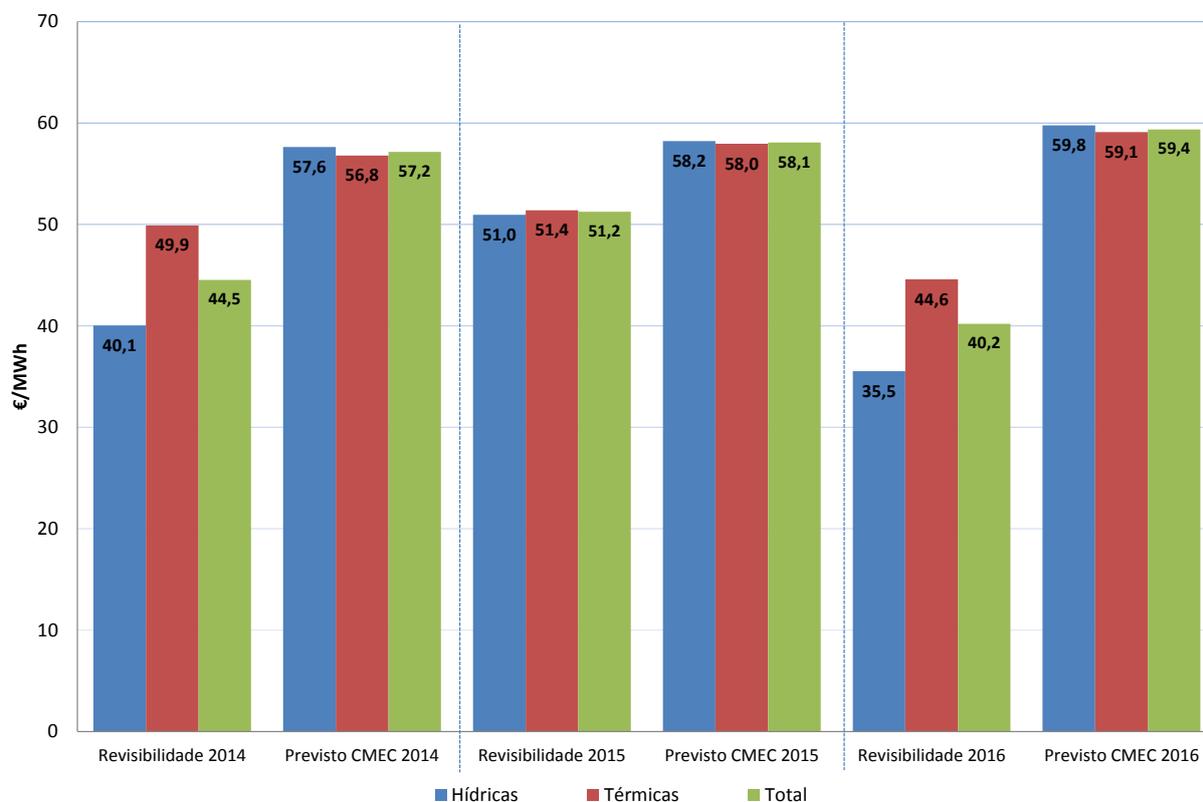


Fonte: ERSE, EDP, REN

Por outro lado, além da hidráulidade acima da média, a produção de PRE subiu em 2016, o que contribuiu decisivamente para a descida dos preços de mercado face ao registado em 2014 e 2015 (respetivamente de 41,5€/MWh e 50,4€/MWh), para um valor médio anual de 2016 de aproximadamente 39,5€/MWh. Este valor é bastante inferior ao preço de mercado de referência usado no cálculo inicial dos CMEC (50€/MWh), 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 ponto 2.2, 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 2016, onde a hidráulidade foi substancialmente superior à média.

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 2014 e 2016, face às previstas para esses anos no cálculo inicial dos CMEC. No que diz respeito a 2016 é observável o decréscimo da receita unitária, face a 2014 e 2015, em linha com o observado para o preço médio de mercado, e ainda mais abaixo dos valores da receita unitária previstos no cálculo do valor inicial.

**Figura 4-13 - Receita unitária das centrais com CMEC definida no cálculo do valor inicial e no cálculo do ajustamento anual**



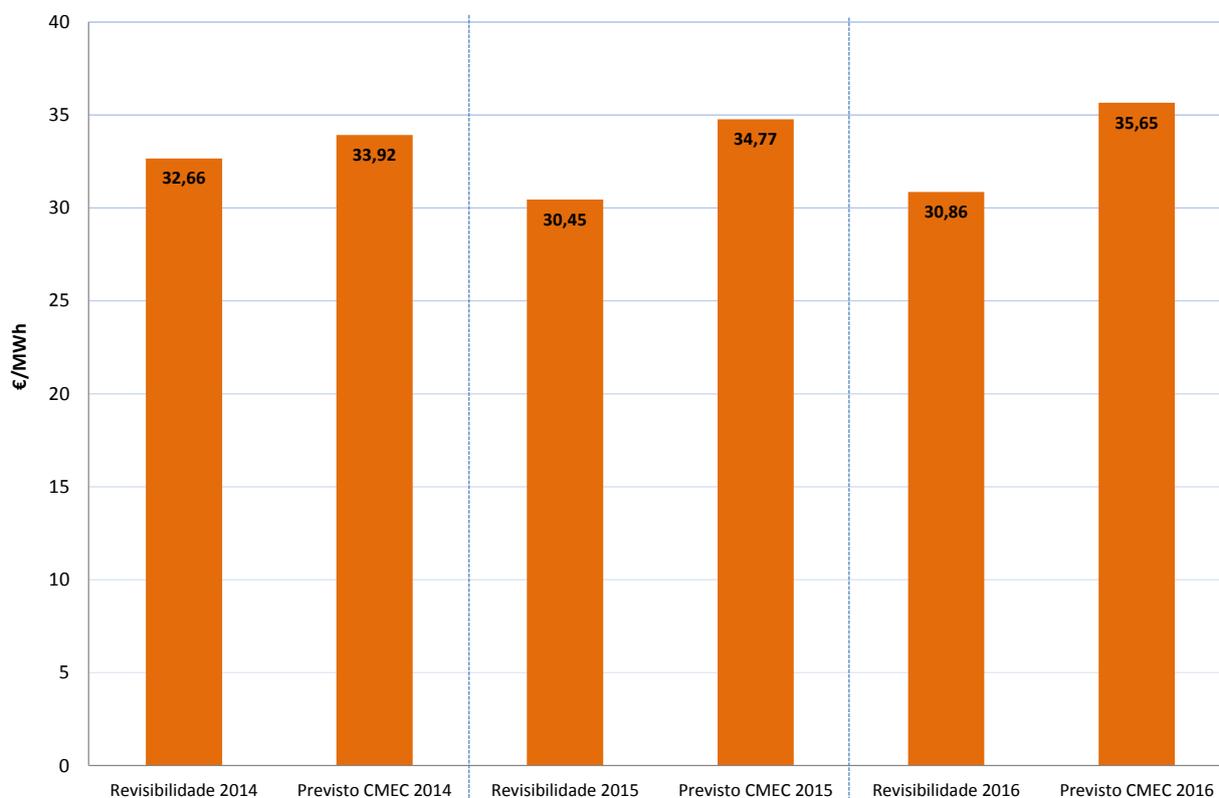
Fonte: ERSE, EDP, REN

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 essencialmente pelo acréscimo do preço médio do carvão face à previsão usada no cálculo inicial dos CMEC, cujo efeito resulta num ajustamento de cerca de 5,3 milhões de euros nos encargos com combustíveis e O&M;
- Por outro lado, os custos com CO<sub>2</sub> ficaram 83,2 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 2016 (5,4€/ton), face às previsões efetuadas no cálculo inicial dos CMEC (21€/ton).

A conjugação destes efeitos nos custos de exploração, com a diminuição de produção da central de Sines resultante do cálculo da revisibilidade (de 8 786 GWh previsto para 7 624 GWh), originou um encargo unitário de energia inferior ao previsto no cálculo inicial dos CMEC para o ano de 2016, como se pode constatar na Figura 4-14.

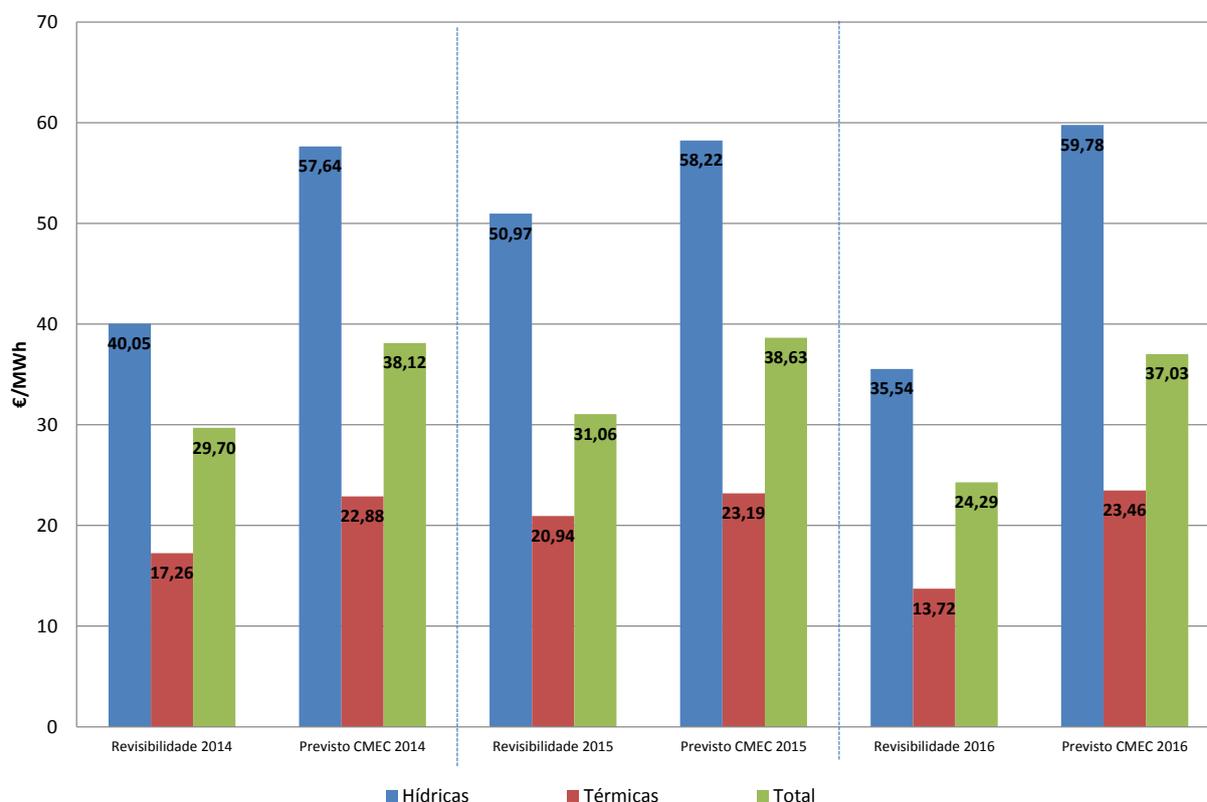
**Figura 4-14 - Encargo de energia unitário das centrais com CMEC definido no cálculo do valor inicial e no cálculo do ajustamento anual**



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 2016, a diferença entre os valores previstos no cálculo inicial e os valores ocorridos é ainda maior do que o que se verificou nos últimos anos, pelos motivos anteriormente mencionados.

**Figura 4-15 - Margem unitária de exploração das centrais com CMEC definida no cálculo do valor inicial e no cálculo do ajustamento anual**



Fonte: ERSE, EDP, REN

#### Ajustamento final dos CMEC incorporado na parcela de acerto

Por uma questão de prudência, no processo de cálculo das tarifas para o ano de 2018 foram incluídos na parcela de acerto os montantes das rendas do ajustamento final dos CMEC, determinadas nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004. Estes montantes dizem respeito ao segundo semestre de 2017 e ao ano de 2018 e resultam do valor global do ajustamento final dos CMEC, atualizado a 1 de julho de 2017, de 154,1 milhões de euros a pagar à empresa, com uma taxa de juro de capitalização de 2,04%. Este montante deriva do cálculo feito pela ERSE, fundamentado através de um estudo enviado para o membro do Governo responsável pela área da Energia, no final de setembro de 2017, de acordo com o disposto no artigo 170.º da Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, que aprovou o Orçamento de Estado para 2017.

O estudo anteriormente referido e o montante do ajustamento final dos CMEC proposto pela ERSE está presentemente em apreciação pelo membro do Governo responsável pela área da Energia.

### 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 é repercutido 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 clientes do setor elétrico.

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.

De acordo com o Decreto-Lei n.º 240/2004, o ano de 2017 será o último em que será feito o cálculo de um ajustamento, sendo que só será ajustado o primeiro semestre, que completa o 10.º ano subsequente à data da cessação dos CAE. O valor estimado para o ajustamento dos CMEC do primeiro semestre de 2017 é de 90,0 milhões de euros. O Quadro 4-43 apresenta as principais componentes para o cálculo desse ajustamento.

**Quadro 4-43 - Estimativa para o ajustamento anual dos CMEC no primeiro semestre de 2017**

		Valor total (10 <sup>3</sup> EUR)	Valor unitário (€/MWh)
	<b>Produção (GWh)</b>	<b>6 481</b>	
	Sines	4 685	
	Hídricas (líquida de bombagem)	1 796	
<b>(1)</b>	<b>Custo fixo (10<sup>3</sup> EUR)</b>	<b>298 453</b>	
	Sines	106 732	
	Hídricas	191 721	
<b>(2) = A - B - C</b>	<b>Margem de mercado (10<sup>3</sup> EUR)</b>	<b>192 331</b>	
<b>A</b>	<b>Custos de produção</b>	<b>150 162</b>	<b>23,17</b>
	Sines	150 162	32,1
	Hídricas		
<b>B</b>	<b>Receita de mercado</b>	<b>364 883</b>	
	Sines	257 291	54,9
	Hídricas	107 591	59,9
<b>C</b>	<b>Licenças de CO<sub>2</sub> (10<sup>3</sup> EUR)</b>	<b>22 390</b>	
<b>(3)</b>	<b>Serviços de Sistema (10<sup>3</sup> EUR)</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>
<b>(4) = (1) - (2) - (3)</b>	<b>Custo total (10<sup>3</sup> EUR)</b>	<b>106 121</b>	
<b>(5)</b>	<b>CMEC inicial (10<sup>3</sup> EUR)</b>	<b>16 072</b>	
<b>(6) = (4) - (5)</b>	<b>Revisibilidade (10<sup>3</sup> EUR)</b>	<b>90 049</b>	

Fonte: ERSE, EDP, REN

Nas tarifas para 2018, 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 2017, bem como, a renda anual estimada relativa ao acerto final dos CMEC (inclui a renda do 2.º semestre de 2017 e do ano de 2018), uma vez que este valor é ainda uma estimativa.

#### 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.

De acordo com o Decreto-Lei n.º 110/2010, de 14 de outubro, o mecanismo de correção de hidraulicidade cessou no final de 2016 e foi criado um grupo de trabalho para apuramento dos valores finais do fundo, nos termos desse diploma.

Uma vez que até à data ainda não foi concluído o relatório final do grupo de trabalho, para tarifas de 2018 foram considerados, provisoriamente, os encargos financeiros existentes na conta no montante de 1 574 milhares de euros.

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

Evidenciadas as principais rubricas dos CMEC, é apresentado de seguida o valor total dos CMEC considerado nas tarifas de 2018:

- Parcela fixa que inclui a renda anual, calculada à taxa de 4,72%<sup>39</sup> e o remanescente do ajustamento da parcela fixa de 2016;
- Parcela de acerto que recupera: (i) o pagamento da segunda parcela relativa à revisibilidade de 2012; (ii) os juros relativos ao diferimento da parcela de acerto dos CMEC de 2012 a recuperar em 2018, o qual inclui o acerto de juros relativos à EDP Distribuição; (iii) o remanescente do ajustamento da parcela de acerto dos CMEC de 2016, 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 2017; (ii) estimativa da revisibilidade de 2017 (1º semestre) e (iii) a renda anual estimada relativa ao acerto final dos CMEC (inclui a renda do 2º semestre de 2017 e do ano de 2018);
- Saldo remanescente da correção de hidraulicidade.

O impacto total dos CMEC nas tarifas de 2018 ascende a cerca de 362 milhões de euros e é apresentado no quadro seguinte.

---

<sup>39</sup> Taxa definida na Portaria n.º 85-A/2013, de 27 de fevereiro.

**Quadro 4-44 – Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2018**

	Unid: 10 <sup>3</sup> Euros
	<b>Ano 2018</b>
<b>Parcela Fixa</b>	
Renda anual	67 532
Desvios faturação t-2	-113
<b>Parcela de Acerto</b>	
Revisibilidade t-2	80 226
Revisibilidade de 2012 - 2º pagamento	120 435
Juros da Revisibilidade - EDP Produção (t-2)	278
Juros da Revisibilidade - EDP Distribuição	2 744
valor a pagar (t-2)	-21
valor a receber (2012)	2 765
Desvios faturação	500
<b>Correção de hidraulicidade</b>	
Ano t-2	-1 574
<b>Parcela de alisamento</b>	
Desvios de faturação t-1	-330
Revisibilidade t-1	67 407
Revisibilidade prevista 2º semestre 2017 e 2018 - ajustamento final	24 637
<b>Total</b>	<b>361 740</b>

Os valores da parcela fixa e da parcela de acerto, no montante de 148 milhões de euros<sup>40</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 96.º e no n.º 1 do Artigo 99.º do Regulamento Tarifário em vigor.

<sup>40</sup> Neste montante não é considerado o valor de juros da revisibilidade devidos à EDP Distribuição e o pagamento da segunda parcela da revisibilidade de 2012.

**Quadro 4-45 - Proveitos permitidos de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2017	Tarifas 2018
<b>A</b>	<b>Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da UGS</b>	<b>2 204 733</b>	<b>2 231 099</b>
(+)	Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Gestão Global do Sistema	423 332	443 172
(+)	Diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial	1 316 934	1 268 893
	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	691 890	784 097
	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	625 043	484 796
(+)	<b>CMEC</b>	<b>320 050</b>	<b>361 740</b>
	PFCMEC,t Parcela Fixa dos CMEC	67 555	67 418
	Renda anual	67 532	67 532
	Ajustamentos	24	-113
	Acerto da parcela fixa decorrente da alteração tx juro	0	0
	PACMEC,t Parcela de Acerto dos CMEC	180 451	204 182
	Revisibilidade	51 143	80 503
	Juros revisibilidade 2012 diferida	8 635	2 744
	Revisibilidade 2012 - 1º pagamento	120 435	120 435
	Ajustamentos	238	500
	CPCMEC,t Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte	0	0
	PÁCMEC,t Componente de alisamento dos CMEC	72 043	91 714
	Revisibilidade prevista 1º semestre 2017	72 755	67 407
	Revisibilidade prevista 2º semestre 2017 e 2018 - ajustamento final		24 637
	Ajustamentos previstos	-711	-330
	CHpol,t-1 Correção de hidraulicidade	0	-1 574
	Custos com a aplicação da tarifa social		
(+)	DTD06,t Déficit tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006, a recuperar pelo operador da rede de distribuição	14 094	0
(+)	DTD07,t Déficit tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BTN em 2007, a recuperar pelo operador da rede de distribuição	5 349	0
(-)	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	-32 992	-12 571
(+)	ESTpol,t Valor a repercutir nas tarifas resultante de medidas no âmbito da estabilidade tarifária	89 659	148 080
	CSustCVEE,t Custos no âmbito da sustentabilidade de mercados	-44 481	14 122
	ESTE1 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	99 623	99 450
	ESTCIEGPOLI 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	34 517	34 509
(+)	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 (AT, MT) e BTE	6 802	0
	em NT	-19	0
	em BTE	-171	0
	em BT	6 992	0
(+)	Sobreprovento associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º2 do artigo 6º do Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de Setembro	-4 480	-3 357
<b>B</b>	<b>Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da URT</b>	<b>345 850</b>	<b>318 635</b>
(+)	Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Transporte de Energia Elétrica	341 523	315 868
(-)	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	-4 327	-2 768
	<b>Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da TOLMC</b>		<b>1 180</b>
	Proveitos permitidos à ADENE no âmbito da actividade OLMC		1 180
	Diferença entre os valores facturados pela EDP Distribuição e os valores pagos à ADENE por aplicação da tarifa OLMC, em t-2		0
<b>C</b>	<b>A + B</b>	<b>2 550 583</b>	<b>2 550 915</b>
	Desconto previsto com a aplicação da tarifa social	-70 267	-81 597

Como se pode observar, os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte mantêm-se estáveis face às tarifas do ano anterior.

#### 4.4.1.2 AJUSTAMENTOS

De acordo com os artigos 90.º e 93.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 14 de dezembro, 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 2016 e os que resultam da aplicação da fórmula presente no n.º 1 de cada um dos respetivos artigos aos custos efetivamente ocorridos em 2016.

O desvio a repercutir nas tarifas de 2018, por aplicação da UGS, resulta da diferença entre os proveitos faturados pelo operador da rede de distribuição (2 033 789 milhares de euros) e os proveitos a recuperar pela aplicação da UGS recalculados com os valores reais (2 056 888 milhares de euros). À diferença de -23 099<sup>41</sup> milhares de euros é deduzido o desvio da tarifa social.

O desvio a repercutir nas tarifas de 2018 por aplicação da URT resulta da diferença entre os proveitos faturados pelo operador da rede de distribuição (263 386 milhares de euros) e os proveitos a recuperar pela aplicação da URT recalculados com os valores reais (266 117 milhares de euros). Esta diferença de -2 731 milhares de euros é atualizada para 2018.

As atualizações são calculadas por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média de 2016, acrescida de 0,75 pontos percentuais e a taxa de juro EURIBOR a 12 meses média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2017, acrescida de 0,75 pontos percentuais.

O quadro seguinte sintetiza a metodologia de cálculo deste ajustamento.

---

<sup>41</sup> Um desvio negativo significa um valor a receber pela empresa.

**Quadro 4-46 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte**

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

2016
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>2 056 888</b>
a	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Gestão Global do Sistema	423 003
b = (1) + (2)	Diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial	1 254 585
(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	611 579
(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	643 006
c	Custos com a aplicação da tarifa social	-30 476
d = (3) + (4) - (5) + (6) + (7)	<b>CMEC</b>	200 052
(3)	Parcela Fixa dos CMEC	67 760
(4)	Parcela de Acerto dos CMEC	57 894
(5)	Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte	0
(6)	Componente de alisamento dos CMEC (sem correcção de hidraulicidade)	84 540
(7)	Correcção de hidraulicidade	-10 142
e	Défice tarifário de BT em 2006	14 133
f	Défice tarifário de BTN em 2007	5 364
g	Valor a repercutir nas tarifas resultantes de medidas de sustentabilidade	124 223
h	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade, equidade e gradualismo financeiro do comercializador de último recurso a repercutir na parcela IV da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de distribuição	13 190
i	Sobreprojeito Tarifas transitórias	-4 272
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	-57 087
<b>B</b>	<b>Proveitos facturados pela EDP Distribuição por aplicação da UGS</b>	<b>2 033 789</b>
<b>C</b>	<b>Desvio de proveitos por aplicação da Tarifa Social pelo ORD</b>	<b>-10 693</b>
<b>D = [B] - [A] - [C]</b>	<b>Desvio de proveitos por aplicação da TUGS pelo ORD</b>	<b>-12 407</b>
<b>E = [[D x (1+i<sub>2016</sub><sup>D</sup>)] x (1+i<sub>2017</sub><sup>D</sup>)]</b>	<b>Ajustamento em 2018, dos proveitos da tarifa de UGS facturados em 2016</b>	<b>-12 571</b>
<b>F = k - l</b>	<b>Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da URT</b>	<b>266 117</b>
k	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Transporte de Energia Eléctrica	267 416
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	1 299
<b>G</b>	<b>Proveitos facturados pela EDP Distribuição por aplicação da URT</b>	<b>263 386</b>
<b>H = [G] - [F]</b>	<b>Desvio de proveitos por aplicação da TURT pelo ORD</b>	<b>-2 731</b>
<b>I = [[H x (1+i<sub>2016</sub><sup>D</sup>)] x (1+i<sub>2017</sub><sup>D</sup>)]</b>	<b>Ajustamento em 2018, dos proveitos da tarifa de URT facturados em 2016</b>	<b>-2 768</b>
i <sub>2016</sub> <sup>D</sup>	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2016 acrescida de spread	0,715%
i <sub>2017</sub> <sup>D</sup>	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2017 acrescida de spread	0,610%

**AJUSTAMENTO POR APLICAÇÃO DA TARIFA SOCIAL**

De acordo com o n.º 6 do artigo 91.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento nº 551/2014, de 14 de dezembro, o ajustamento aos proveitos do operador da rede distribuição em Portugal Continental, por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela III 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 2016 e o desconto efetivamente concedido pelo operador da rede de distribuição em Portugal Continental em 2016.

Este montante é atualizado para 2017 através da aplicação da EURIBOR a 12 meses verificada em 2016 acrescida de um *spread* de 0,75 pontos percentuais e da aplicação da EURIBOR a 12 meses verificada até 15 de novembro de 2017, acrescida de um *spread* de 0,75 pontos percentuais. O valor do ajustamento por aplicação da tarifa social é de -7 119 mil euros, conforme apresentado no quadro seguinte.

**Quadro 4-47 - Ajustamento da Tarifa Social de 2016**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR
		2016
A	Montante transferido pelo ORT do valor previsto da tarifa social em 2016	30 476
B	Desconto concedido pelo ORD no ano 2016	41 169
C	Desvio em 2018 por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela III da tarifa de UGS em t-2	-10 693
D	Ajustamento estimado em 2017 por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela III da tarifa de UGS em t-1	-3 694
$i_{2016}$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2016 acrescida de spread	0,715%
$i_{2017}$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2017 acrescida de spread	0,610%
$[(C) * (1+i_{2016}) * (1+i_{2017})] - D$ $* (1+i_{2017})$	Ajustamento em 2018 por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela IV da tarifa de UGS em t-2	-7 118

No que respeita ao financiamento da tarifa social, o ajustamento definitivo dos montantes financiados em 2016, repartido por empresa, é apresentado no Quadro 4-48. Este engloba os ajustamentos da tarifa social referentes a 2016 do Continente e Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (apresentados no Quadro 4-98 e Quadro 4-129, respetivamente). Além do ajustamento ao montante da tarifa social efetivamente concedida em 2016, face ao valor previsto para as tarifas desse ano, neste ajustamento definitivo dos financiamentos da tarifa social respeitante a 2016 alocados a cada empresa, considera-se igualmente as potências instaladas (em MW) nos centros electroprodutores efetivamente em exploração em 2016, 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 2016, efetuado no cálculo tarifário de 2017.

**Quadro 4-48 - Ajustamento do financiamento da Tarifa Social referente a 2016  
por produtores em regime ordinário<sup>42</sup>**

	Tarifas 2016			Real 2016			Ajustamento referente a 2016 sem juros	Juros	Ajustamento referente a 2016 com juros	Ajustamento provisório de 2016 em T2017	Ajustamento definitivo de 2016 em T2018
	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>9 158,1</b>	<b>74,3%</b>	<b>31 285,9</b>	<b>7 933,5</b>	<b>105,5</b>	<b>8 039,0</b>	<b>2 327,0</b>	<b>5 697,8</b>
Centrais com CMEC	3 770,0	33,8%	10 832,9	3 770,5	30,6%	12 880,9	2 048,0	27,2	2 075,2	723,4	1 347,4
Centrais com GP	2 225,4	20,0%	6 394,6	3 328,0	27,0%	11 369,0	4 974,4	66,2	5 040,6	1 157,9	3 875,7
Restantes centrais	2 131,5	19,1%	6 124,9	2 059,6	16,7%	7 035,9	911,1	12,1	923,2	445,7	474,8
<b>Endesa</b>	<b>845,0</b>	<b>7,6%</b>	<b>2 428,2</b>	<b>845,0</b>	<b>6,9%</b>	<b>2 886,8</b>	<b>458,6</b>	<b>6,1</b>	<b>464,7</b>	<b>162,3</b>	<b>301,5</b>
Centrais com GP	845,0	7,6%	2 428,2	845,0	6,9%	2 886,8	458,6	6,1	464,7	162,3	301,5
<b>Tejo Energia</b>	<b>615,2</b>	<b>5,5%</b>	<b>1 767,8</b>	<b>615,0</b>	<b>5,0%</b>	<b>2 101,0</b>	<b>333,2</b>	<b>4,4</b>	<b>337,6</b>	<b>118,1</b>	<b>218,8</b>
Centrais com CAE	615,2	5,5%	1 767,8	615,0	5,0%	2 101,0	333,2	4,4	337,6	118,1	218,8
<b>Turbogás</b>	<b>1 057,1</b>	<b>9,5%</b>	<b>3 037,6</b>	<b>1 057,1</b>	<b>8,6%</b>	<b>3 611,3</b>	<b>573,7</b>	<b>7,6</b>	<b>581,3</b>	<b>203,0</b>	<b>377,1</b>
Centrais com CAE	1 057,1	9,5%	3 037,6	1 057,1	8,6%	3 611,3	573,7	7,6	581,3	203,0	377,1
<b>Hidroelétrica do Guadiana</b>	<b>497,4</b>	<b>4,5%</b>	<b>1 429,3</b>	<b>507,4</b>	<b>4,1%</b>	<b>1 733,4</b>	<b>304,1</b>	<b>4,0</b>	<b>308,2</b>	<b>126,4</b>	<b>181,0</b>
Centrais com GP	257,4	2,3%	739,6	257,4	2,1%	879,3	139,7	1,9	141,6	49,4	91,8
Restantes centrais	240,0	2,2%	689,6	250,0	2,0%	854,0	164,4	2,2	166,6	76,9	89,2
<b>Green Vouga</b>				<b>74,7</b>	<b>0,6%</b>	<b>255,2</b>	<b>255,2</b>	<b>3,4</b>	<b>258,6</b>	<b>8,6</b>	<b>249,9</b>
Centrais com GP				74,7	0,6%	255,2	255,2	3,4	258,6	8,6	249,9
<b>Pebble Hydro</b>				<b>33,2</b>	<b>0,3%</b>	<b>113,3</b>	<b>113,3</b>	<b>1,5</b>	<b>114,8</b>	<b>102,4</b>	<b>11,8</b>
Restantes centrais				33,2	0,3%	113,3	113,3	1,5	114,8	102,4	11,8
<b>EH Alto Tâmega e Barroso</b>				<b>11,8</b>	<b>0,1%</b>	<b>40,3</b>	<b>40,3</b>	<b>0,5</b>	<b>40,9</b>	<b>36,4</b>	<b>4,2</b>
Restantes centrais				11,8	0,1%	40,3	40,3	0,5	40,9	36,4	4,2
<b>Município Ribeira de Pena</b>				<b>10,5</b>	<b>0,1%</b>	<b>35,8</b>	<b>35,8</b>	<b>0,5</b>	<b>36,3</b>	<b>32,4</b>	<b>3,7</b>
Restantes centrais				10,5	0,1%	35,8	35,8	0,5	36,3	32,4	3,7
<b>Energias Hidroelétricas</b>				<b>9,1</b>	<b>0,1%</b>	<b>31,1</b>	<b>31,1</b>	<b>0,4</b>	<b>31,5</b>		<b>31,5</b>
Restantes centrais				9,1	0,1%	31,1	31,1	0,4	31,5		31,5
<b>HDR Hidroelétrica</b>				<b>9,8</b>	<b>0,1%</b>	<b>33,5</b>	<b>33,5</b>	<b>0,4</b>	<b>33,9</b>		<b>33,9</b>
Restantes centrais				9,8	0,1%	33,5	33,5	0,4	33,9		33,9
<b>Total</b>	<b>11 141,6</b>	<b>100,0%</b>	<b>32 015,3</b>	<b>12 331,7</b>	<b>100,0%</b>	<b>42 127,6</b>	<b>10 112,4</b>	<b>134,5</b>	<b>10 246,9</b>	<b>3 116,6</b>	<b>7 111,3</b>
Centrais com CMEC	3 770,0	33,8%	10 832,9	3 770,5	30,6%	12 880,9	2 048,0	27,2	2 075,2	723,4	1 347,4
Centrais com CAE	1 672,3	15,0%	4 805,4	1 672,1	13,6%	5 712,3	906,9	12,1	919,0	321,1	595,9
Centrais com GP	3 327,8	29,9%	9 562,4	4 505,1	36,5%	15 390,4	5 827,9	77,5	5 905,4	1 378,2	4 518,9
Restantes centrais	2 371,5	21,3%	6 814,5	2 384,0	19,3%	8 144,1	1 329,6	17,7	1 347,2	693,9	649,1

Notas: 1) Os aproveitamentos hidroelétricos de que são titulares as Energias Hidroelétricas e a HDR Hidroelétrica, apesar de terem uma potência ativa instalada inferior a 10MW, a sua potência aparente instalada é superior a 10 MVA, estando portanto englobados nos titulares que financiam a tarifa social, de acordo com a informação prestada pela DGEG que consta no Anexo ao presente documento.

2) 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 aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 14 de dezembro, 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

<sup>42</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.

Sistema às entregas a clientes, é de -23 718 milhares de euros, conforme se pode analisar no quadro seguinte.

**Quadro 4-49 - Ajustamento da Tarifa Social de 2017**

		Unidade: 10 <sup>6</sup> EUR
		2017
<b>A</b>	Montante estimado a transferir pelo ORT do valor previsto da tarifa social em 2017	70 267
<b>B</b>	Desconto estimado conceder pelo ORD no ano 2017	93 841
$i_{2017}$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2017 acrescida de spread	0,610%
<b>(A - B) * (1+i<sub>2017</sub>)</b>	<b>Ajustamento em 2018 por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela IV da tarifa de UGS em t-1</b>	<b>-23 718</b>

No que respeita ao financiamento da tarifa social, o ajustamento provisório dos montantes financiados em 2017, repartido por empresa, é apresentado no Quadro 4-50. Este engloba os ajustamentos da tarifa social referentes a 2017 do Continente e Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (apresentados no Quadro 4-100 e Quadro 4-131, 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 2017, 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 2017, efetua-se também, sempre que necessário, a revisão das potências instaladas (em MW) nos centros electroprodutores em exploração em 2017, que foram facultadas à ERSE pela Direção-Geral de Energia e Geologia (ver Anexo do presente documento).

**Quadro 4-50 - Desagregação do ajustamento em 2017 da Tarifa Social por empresa**

	Tarifas 2017			Estimativa 2017			Ajustamento provisório de 2017 sem juros	Juros	Ajustamento provisório de 2017 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>9 438,0</b>	<b>75,4%</b>	<b>55 690,0</b>	<b>9 419,1</b>	<b>74,8%</b>	<b>73 011,9</b>	<b>17 321,9</b>	<b>105,7</b>	<b>17 427,7</b>
Centrais com CMEC	3 769,8	30,1%	22 244,2	3 770,5	29,9%	29 227,3	6 983,1	42,6	7 025,7
Centrais com GP	3 656,2	29,2%	21 573,7	1 476,0	11,7%	11 441,2	-10 132,5	-61,8	-10 194,3
Restantes centrais	2 012,0	16,1%	11 872,2	4 172,6	33,1%	32 343,5	20 471,4	125,0	20 596,3
<b>Endesa</b>	<b>845,0</b>	<b>6,8%</b>	<b>4 986,2</b>	<b>845,0</b>	<b>6,7%</b>	<b>6 550,3</b>	<b>1 564,1</b>	<b>9,5</b>	<b>1 573,6</b>
Centrais com GP	845,0	6,8%	4 986,2				-4 986,2	-30,4	-5 016,7
<b>Tejo Energia</b>	<b>615,2</b>	<b>4,9%</b>	<b>3 630,1</b>	<b>615,0</b>	<b>4,9%</b>	<b>4 767,2</b>	<b>1 137,1</b>	<b>6,9</b>	<b>1 144,1</b>
Centrais com CAE	615,2	4,9%	3 630,1	615,0	4,9%	4 767,2	1 137,1	6,9	1 144,1
<b>Turbogás</b>	<b>1 057,1</b>	<b>8,4%</b>	<b>6 237,6</b>	<b>1 057,1</b>	<b>8,4%</b>	<b>8 194,2</b>	<b>1 956,6</b>	<b>11,9</b>	<b>1 968,5</b>
Centrais com CAE	1 057,1	8,4%	6 237,6	1 057,1	8,4%	8 194,2	1 956,6	11,9	1 968,5
<b>Hidroelétrica do Guadiana</b>	<b>507,4</b>	<b>4,1%</b>	<b>2 994,0</b>	<b>507,4</b>	<b>4,0%</b>	<b>3 933,1</b>	<b>939,1</b>	<b>5,7</b>	<b>944,9</b>
Centrais com GP	257,4	2,1%	1 518,8	257,4	2,0%	1 995,2	476,4	2,9	479,3
Restantes centrais	250,0	2,0%	1 475,2	250,0	2,0%	1 937,9	462,7	2,8	465,5
<b>Green Vouga</b>				<b>74,7</b>	<b>0,6%</b>	<b>579,0</b>	<b>579,0</b>	<b>3,5</b>	<b>582,6</b>
Centrais com GP				74,7	0,6%	579,0	579,0	3,5	582,6
<b>Pebble Hydro</b>	<b>33,2</b>	<b>0,3%</b>	<b>195,8</b>	<b>33,2</b>	<b>0,3%</b>	<b>257,2</b>	<b>61,4</b>	<b>0,4</b>	<b>61,8</b>
Restantes centrais	33,2	0,3%	195,8	33,2	0,3%	257,2	61,4	0,4	61,8
<b>EH Alto Tâmega e Barroso</b>	<b>11,8</b>	<b>0,1%</b>	<b>69,7</b>	<b>11,8</b>	<b>0,1%</b>	<b>91,5</b>	<b>21,9</b>	<b>0,1</b>	<b>22,0</b>
Restantes centrais	11,8	0,1%	69,7	11,8	0,1%	91,5	21,9	0,1	22,0
<b>Município Ribeira de Pena</b>	<b>10,5</b>	<b>0,1%</b>	<b>61,9</b>	<b>10,5</b>	<b>0,1%</b>	<b>81,3</b>	<b>19,4</b>	<b>0,1</b>	<b>19,5</b>
Restantes centrais	10,5	0,1%	61,9	10,5	0,1%	81,3	19,4	0,1	19,5
<b>Energias Hidroelétricas</b>				<b>9,1</b>	<b>0,1%</b>	<b>70,5</b>	<b>70,5</b>	<b>0,4</b>	<b>71,0</b>
Restantes centrais				9,1	0,1%	70,5	70,5	0,4	71,0
<b>HDR Hidroelétrica</b>				<b>9,8</b>	<b>0,1%</b>	<b>76,0</b>	<b>76,0</b>	<b>0,5</b>	<b>76,4</b>
Restantes centrais				9,8	0,1%	76,0	76,0	0,5	76,4
<b>Total</b>	<b>12 518,3</b>	<b>100,0%</b>	<b>73 865,3</b>	<b>12 592,7</b>	<b>100,0%</b>	<b>97 612,3</b>	<b>23 747,1</b>	<b>145,0</b>	<b>23 892,0</b>
Centrais com CMEC	3 769,8	30,1%	22 244,2	3 770,5	29,9%	29 227,3	6 983,1	42,6	7 025,7
Centrais com CAE	1 672,3	13,4%	9 867,7	1 672,1	13,3%	12 961,4	3 093,7	18,9	3 112,6
Centrais com GP	4 758,6	38,0%	28 078,7	1 808,1	14,4%	14 015,5	-14 063,3	-85,8	-14 149,1
Restantes centrais	2 317,5	18,5%	13 674,6	5 342,0	42,4%	41 408,2	27 733,6	169,3	27 902,9

Notas: 1) Os aproveitamentos hidroelétricos de que são titulares a Energias Hidroelétricas e a HDR Hidroelétrica, apesar de terem uma potência ativa instalada inferior a 10MW, a sua potência aparente instalada é superior a 10 MVA, estando portanto englobados nos titulares que financiam a tarifa social, de acordo com a informação prestada pela DGEG que consta no Anexo ao presente documento.

2) Ajustamentos com sinal negativo são valores a receber pelos produtores.

Fonte: ERSE, DGEG, EDP

## 4.4.2 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

### 4.4.2.1 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. No novo período de regulação 2018-2020, foi introduzida uma metodologia do tipo *price cap* aplicada ao TOTEX na BT, mantendo-se a metodologia em vigor no anterior período regulatório na AT/MT.

A explicitação destas metodologias, bem como a justificação das bases de custos e dos parâmetros encontra-se mais detalhada no documento “Parâmetros de Regulação para o período 2018-2020”.

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. Para o novo período regulatório a ERSE introduziu algumas alterações a este mecanismo, com o intuito de o tornar mais eficiente, designadamente criando um estímulo adicional para que a empresa apresente mais candidaturas e simplificando os procedimentos associados à obtenção do incentivo. A metodologia e os parâmetros adotados encontram-se mais detalhados no documento “Parâmetros de Regulação para o período 2018-2020”.

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. Para o novo período de regulação foram igualmente considerados fora da base de custos os montantes associados à renda de ganhos e perdas atuariais. Foram ainda incluídos a deduzir à rubrica de outros custos não sujeitos a metas de eficiência uma revisão extraordinária da base de custos anterior e uma correção de proveitos associados ao aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações.

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.

#### **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 2018 as rendas de concessão, calculadas de acordo com o Decreto-Lei n.º 230/2008, de 27 de novembro, estimam-se em 258,2 milhões de euros.

**VALORES PREVISTOS COM CUSTOS NÃO SUJEITOS A METAS DE EFICIÊNCIA**

- Planos de reestruturação de efetivos

O cálculo da renda do Programa de Apoio à Reestruturação (PAR) segue a metodologia<sup>43</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 2018 foram calculados com base na análise do relatório de execução de 2016. 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 2018 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 4-51 - Custos com plano de reestruturação de efetivos**

														Unidade: 10 <sup>3</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	Tarifas 2017	Valores por recuperar	Anuidades	Renda anual T. 2018	
22 253	7 358	7 173	7 362	7 369	7 383	7 310	7 297	7 247	7 224	7 541	7 659	7 587	38 193	5	7 639	
12 801	14 699	31 364	14 539	14 550	14 594	14 467	14 425	14 409	14 363	14 904	14 994	15 169	90 792	6	15 132	
2 651	2 035	1 354	1 975	2 016	2 023	2 002	2 025	2 065	2 036	2 026	1 992	2 027	14 151	7	2 022	
<b>37 705</b>	<b>24 092</b>	<b>39 892</b>	<b>23 876</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>24 783</b>	<b>143 137</b>		<b>24 792</b>	

O Quadro 4-52 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 17 343 milhares de euros em 2017.

<sup>43</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 4-52 - 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	2016 real	2017 real	T2018
PRRH	32 995	26 498	19 696	13 259	9 245	6 451	2 997	1 091	98
PAE*	25 740	25 012	24 785	24 375	24 187	23 261	21 554	19 001	17 246
<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>24 552</b>	<b>20 092</b>	<b>17 343</b>

Os valores apresentados não incluem o montante relativo à Caixa Cristiano Magalhães/Caixa Geral de Aposentações<sup>44</sup> no total de 1 311 milhares de euros.

- Ganhos e perdas atuariais

O montante relativo aos ganhos e perdas atuariais, que até à data estava incluído na base de custos, passou a ser aceite fora da base de custos sujeita a eficiência, uma vez que a natureza destes custos não justifica a aplicação de metas de eficiência. A aceitação destes custos está justificada no documento “Parâmetros de Regulação para o período 2018-2020”.

Para 2018 o valor a considerar é de 30 401 milhares de euros, apurado de acordo com a informação constante no documento da EDPD “Relatório de recuperação dos ajustamentos de transição de POC para IFRS e aplicação da IFRIC 12”, de Novembro de 2011, referente às perdas atuariais acumuladas até ao último ano de aplicação do POC.

- Outros custos não sujeitos a metas de eficiência

Outra das rubricas aceites fora da base de custos corresponde a uma correção da base de custos anterior, neste caso a abater aos custos a recuperar por aplicação das tarifas, que decorre da partilha com os clientes do SEN dos ganhos obtidos pela empresa com a revisão do Acordo Coletivo de Trabalho (ACT) em 2014. A explicação desta situação encontra-se no documento “Parâmetros de Regulação para o período 2018-2020”. Para 2018 esta rubrica apresenta um montante de -10 077 milhares de euros.

Decidiu-se ainda considerar, como componente a abater aos custos não sujeitos a metas de eficiência (ou seja, fora da base de custos), da baixa tensão, um montante de proveitos suplementares relativos a aluguer de equipamento a empresas de telecomunicações. A explicação desta situação encontra-se no documento “Parâmetros de Regulação para o período 2018-2020”.

<sup>44</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).

**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 102.º (para o nível de tensão de AT/MT) e no n.º 1 do Artigo 103.º (para o nível de tensão de BT) do Regulamento Tarifário em vigor.

Quadro 4-53 - Proveitos permitidos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2017	Tarifas 2018
$a = [(1)+(2)\times(3)]+(4)\times(5)/1000]$	Custos de exploração líquidos aceites pela ERSE	121 008	111 534
(1)	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	23 856	22 307
(2)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/MWh)	1,065	0,98718
(3)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - energia distribuída (GWh)	44 846	45 193
(4)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/Km)	589,35100	536,61534
(5)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - extensão da rede (Km)	83 806	83 139
$b = (6) + [(7)\times(8)] - (9)$	Custo com capital	340 772	256 654
(6)	Amortizações dos activos fixos	214 135	149 406
(7)	Valor médio dos activos fixos	1 882 212	1 831 609
(8)	Taxa de remuneração dos activos fixos	6,48%	5,75%
(9)	Ajustamento t-1 CAPEX	-4 741	-1 930
c	Ganhos e perdas atuariais		8 208
d	Montantes associados a planos de reestruturação de efectivos	15 251	13 803
e	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0	0
f	Incentivo aos investimentos em rede inteligente	7	0
g	Outros custos não sujeitos a metas de eficiência		-2721
h	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em AT/MT	-7 075	-3 377
<b>A = a + b + c + d + e + f + g - h</b>	<b>Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT</b>	<b>484 113</b>	<b>390 856</b>
$g = [(1)+(2)\times(3)]+(4)\times(5)/1000]$	Custos de exploração líquidos aceites pela ERSE	270 322	
(1)	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	53 917	
(2)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/MWh)	5,025	
(3)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - energia distribuída (GWh)	21 423	
(4)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	17,781	
(5)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - número clientes	6 116 383	
$h = (6) + [(7)\times(8)] - (9)$	Custos com capital afectos à actividade de Distribuição	168 219	
(6)	Amortizações dos activos fixos	98 235	
(7)	Valor médio dos activos fixos	1 116 032	
(8)	Taxa de remuneração dos activos fixos	6,48%	
(9)	Ajustamento t-1 CAPEX	2 292	
$i = [(10)\times 1000\div(11)]+[(12)\div(13)]+(14)\div(15)+[(16)\div(17)]\div 1000]$	Custos totais líquidos aceites pela ERSE		378 564
(10)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/MWh/Taxa remuneração)		1 164,12043
(11)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - condições de financiamento (%)		6,00%
(12)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/MVA)		2198,52816
(13)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - potência instalada		20 663
(14)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/Km)		314,92574
(15)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - Kms de rede		144 253
(16)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/Cliente)		35,41750
(17)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - número clientes		6 151 153
j	Ajustamento t-1 CAPEX (associado ao período regulatório 15-17)		-8 771
k	Ganhos e perdas atuariais		22 193
l	Montantes associados a planos de reestruturação de efectivos	32 242	29 644
m	Custos com rendas de concessão	254 396	258 197
n	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0	0
o	Incentivo aos investimentos em rede inteligente	0	0
p	Outros custos não sujeitos a metas de eficiência		-11 919
q	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em BT	-8 790	4 278
<b>B = g + h + i - j + k + l + m + n + o + p - q</b>	<b>Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT</b>	<b>733 968</b>	<b>681 170</b>
<b>C = A + B</b>	<b>Total de proveitos</b>	<b>1 218 081</b>	<b>1 072 026</b>

Observa-se, no Quadro 4-53, uma queda dos proveitos permitidos desta atividade de cerca de 12% entre as tarifas do ano anterior e as Tarifas de 2018. De registar que a variação nos proveitos permitidos da atividade de Distribuição resulta sobretudo da revisão em baixa das bases de custos para o novo período

regulatório e do efeito no CAPEX decorrente de a recuperação tarifária dos ajustamentos ao ativo resultantes da transição para o normativo contabilístico IFRS ter terminado em 2017.

### AJUSTAMENTOS DE 2016

De acordo com o n.º 6 do artigo 94.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 14 de dezembro, o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2016 e os que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 94.º aos valores realmente verificados em 2016, deduzido dos custos com os incentivos à redução de perdas e à melhoria da qualidade de serviço.

O Quadro 4-54 compara os valores verificados em 2016 com os previstos no cálculo das tarifas de 2016. O desvio a repercutir nas tarifas de 2018 resulta da diferença entre os proveitos faturados pelos distribuidores vinculados pela aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição fixadas para 2016, de 1 228 569<sup>45</sup> milhares de euros, e a soma dos proveitos permitidos recalculados com os valores reais, no montante de 1 227 734<sup>46</sup> milhares de euros, com os incentivos (2 383<sup>47</sup> milhares de euros) e os acertos do CAPEX (-2 464 milhares de euros antes da aplicação de juros) e o acerto de anos anteriores aceites *a posteriori*. Esta diferença de 907 milhares de euros<sup>48</sup> é atualizada para 2018 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média de 2016, acrescida de 0,75 pontos percentuais e a taxa de juro EURIBOR a 12 meses média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2017, acrescida de 0,75 pontos percentuais.

---

<sup>45</sup> Proveitos faturados da URD<sub>AT/MT</sub>, 447 238 milhares de euros (linha B) + Proveitos faturados da URD<sub>BT</sub>, 781 331 milhares de euros (linha J).

<sup>46</sup> Proveitos da DEE em AT/MT, 452 277 milhares de euros (linha A) + Proveitos da DEE em BT, 775 457 milhares de euros (linha I).

<sup>47</sup> Melhoria da Qualidade de Serviço, 3 668 milhares de euros (linha D) + Redução de Perdas em AT/MT, - 666 milhares de euros (linha E) e em BT, -619 milhares de euros (linha L).

<sup>48</sup> Um valor positivo significa valor a devolver pela empresa.

**Quadro 4-54 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica**

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

		2016	Tarifas 2016
$a = [(1)+(2)\times(3)+(4)\times(5)/1000]$	Custos de exploração líquidos aceites pela ERSE	120 209	121 410
(1)	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT	23 929	23 929
(2)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT (€/MWh)	1,06800	1,06800
(3)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - energia distribuída (GWh)	44 453	44 935
(4)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT (€/Km)	591,14200	591,14200
(5)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - extensão da rede (Km)	82 558	83 720
$b = (6) + [(7)\times(8)] - (9)$	Custo com capital	294 973	292 350
(6)	Amortizações dos ativos fixos	199 698	199 204
(7)	Valor médio dos ativos fixos	1 892 342	1 898 395
(8)	Taxa de remuneração dos ativos fixos	6,48%	6,34%
(9)	Ajustamento t-1 CAPEX	27 276	27 276
c	Montantes associados a planos de reestruturação de efetivos	16 827	15 985
d	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0	0
e	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, no ano t-2 em AT/MT	-20 269	-20 269
<b>A = a + b + c + d - e</b>	<b>Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT</b>	<b>452 277</b>	<b>450 013</b>
<b>B</b>	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD)	447 238	
<b>C = B - A</b>	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos em AT/MT	-5 038	
<b>D</b>	Incentivo à melhoria da Qualidade de Serviço	3 668	
<b>E</b>	Incentivo à redução de perdas, em AT/MT	-666	
<b>F = C - D - E</b>	<b>Desvio dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica no ano t em AT/MT</b>	<b>-8 041</b>	
<b>G</b>	Acerto do capex	-4 770	
<b>H = [(F x (1+i<sub>2016</sub><sup>D</sup>))x (1+i<sub>2017</sub><sup>D</sup>)] - G</b>	<b>Ajustamento em 2018 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em 2016, em AT/MT</b>	<b>-3 377</b>	
$f = [(1)+(2)\times(3)+(4)\times(5)/1000]$	Custos de exploração líquidos aceites pela ERSE	271 027	270 136
(1)	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	54 081	54 081
(2)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (€/MWh)	5,040	5,040
(3)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - energia distribuída (GWh)	21 458	21 363
(4)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	17,835	17,835
(5)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - número clientes	6 100 301	6 077 121
$g = (6) + [(7)\times(8)] - (9)$	Custo com capital	193 019	189 169
(6)	Amortizações dos ativos fixos	102 491	100 075
(7)	Valor médio dos ativos fixos	1 109 816	1 110 427
(8)	Taxa de remuneração dos ativos fixos	6,48%	6,34%
(9)	Ajustamento t-1 CAPEX	-18 655	-18 655
h	Montantes associados a planos de reestruturação de efetivos	34 586	33 681
i	Custos com rendas de concessão	252 651	250 743
j	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0	0
k	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, no ano t-2 em BT	-24 173	-24 173
<b>I = f + g + h + i + j - k</b>	<b>Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT</b>	<b>775 457</b>	<b>767 903</b>
<b>J</b>	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD)	781 331	
<b>K = J - I</b>	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos em BT	5 874	
<b>L</b>	Incentivo à redução de perdas, em BT	-619	
<b>M = K - L</b>	<b>Desvio dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, no ano t em BT</b>	<b>6 493</b>	
<b>N</b>	Acerto do capex	2 306	
<b>O</b>	Acertos de anos anteriores*	5	
<b>P = [M x (1+i<sub>2016</sub><sup>D</sup>)]x (1+i<sub>2017</sub><sup>D</sup>) - N + O</b>	<b>Ajustamento em 2018 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em 2016, em BT</b>	<b>4 278</b>	
<b>Q = H + P</b>	<b>Ajustamento em 2018 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em 2016</b>	<b>901</b>	
$i_{2016}^D$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2016 acrescida de spread	0,715%	
$i_{2017}^D$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2017 acrescida de spread	0,610%	

Nota: o acerto de anos anteriores refere-se a abates de ativos relativos a 2015.

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, estando em 2016 a atividade de Distribuição de Energia Elétrica a ser regulada por custos aceites no CAPEX e *price-cap* no OPEX, os proveitos a proporcionar nesta atividade nesse ano 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 2016 (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 2016.

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

O Quadro 4-55 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de DEE, comparando os valores previstos em tarifas de 2016 com os valores ocorridos. Como se pode observar, no cômputo total, as diferenças não são significativas.

**Quadro 4-55 - Movimentos no ativo líquido a remunerar**

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

	2016 (1)	Tarifas 2016 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
<b>Investimento a custos técnicos</b>	295 750	307 689	-3,9%
<b>Ativo Fixo Bruto</b>			
Saldo Inicial (1)	12 987 712	13 009 253	
Investimento Directo	30 744	32 625	
Transferências para Exploração	280 819	295 262	
Reclassificações, alienações e abates	-715 197	0	
<b>Saldo Final (2)</b>	<b>12 584 077</b>	<b>13 337 141</b>	<b>-5,6%</b>
<b>Amortização Acumulada</b>			
Saldo Inicial (3)	8 677 770	8 709 790	
Amortizações do Exercício	402 336	399 012	
Regularizações	-708 918	0	
<b>Saldo Final (4)</b>	<b>8 371 188</b>	<b>9 108 802</b>	<b>-8,1%</b>
<b>Comparticipações</b>			
Saldo inicial líquido (5)	1 287 184	1 279 749	
Comparticipações do ano	44 253	50 393	
Amortização do ano	100 146	99 733	
Regularizações	43	0	
<b>Saldo Final (6)</b>	<b>1 231 333</b>	<b>1 230 408</b>	<b>0,1%</b>
<b>Ativo líquido a remunerar</b>			
Valor de 2015 (7) = (1) - (3) - (5)	3 022 758	3 019 715	0,1%
Valor de 2016 (8) = (2) - (4) - (6)	2 981 556	2 997 931	-0,5%
<b>Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2</b>	<b>3 002 157</b>	<b>3 008 823</b>	<b>-0,2%</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 2016 foi de 6,34% 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 6,48%.

Evolução dos indutores de custos no OPEX

De acordo com a aplicação da fórmula de *price-cap*, o nível de OPEX aceite para 2016 é idêntico ao valor calculado para tarifas 2016 cerca de 391 milhões de euros. Esta situação é justificada pela evolução dos indutores de custo, os quais não apresentam grandes variações conforme se observa no quadro seguinte.

**Quadro 4-56 - Evolução dos indutores de custos no OPEX**

	2016	Tarifas 2016	Desvio (2016 - Tarifas 2016)	
			Valor	%
Redes de AT/MT				
Energia distribuída (GWh)	44 453	44 935	-482	-1,1%
Extensão da rede (km)	82 558	83 720	-1 162	-1,4%
Redes de BT				
Energia distribuída (GWh)	21 458	21 363	95	0,4%
Clientes (número)	6 100 301	6 077 121	23 180	0,4%

Recorde-se que a componente variável, ou seja, a componente do OPEX que varia consoante o desenvolvimento da atividade da empresa, apresenta em 2016 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 2017**

Foi efetuado um ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2017 da DEE, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano. O valor total a recuperar por parte da DEE, que decorre da ligeira revisão em alta das taxas de remuneração e da alteração dos valores do ativo a remunerar é de cerca de 11 milhões de euros, para o agregado das atividades da DEE em AT/MT e BT, conforme apresentado no quadro seguinte.

**Quadro 4-57 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2017 da DEE**

Atividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT		Unidade: 10 <sup>6</sup> EUR		
		Tarifas 2017	2017 em 2017	Tarifas 2018
1	Amortizações dos activos fixos	214 135	214 357	
2	Valor médio dos activos fixos	1 882 212	1 849 673	
3	Taxa de remuneração dos activos fixos	6,48%	6,68%	
A = 1 + 2*3		336 030	337 948	
B = A <sub>2016</sub> - A <sub>2016 em 2016</sub>				-1 918
it-1D	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2017 acrescida de <i>spread</i>			0,610%
C = (1 + i <sub>t-1D</sub> )*B				-1 930

Atividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT		Unidade: 10 <sup>6</sup> EUR		
		Tarifas 2017	2017 em 2017	Tarifas 2018
1	Amortizações dos activos fixos	98 235	104 088	
2	Valor médio dos activos fixos	1 116 032	1 124 559	
3	Taxa de remuneração dos activos fixos	6,48%	6,68%	
A = 1 + 2*3		170 511	179 229	
B = A <sub>2016</sub> - A <sub>2016 em 2016</sub>				-8 718
it-1D	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2017 acrescida de <i>spread</i>			0,610%
C = (1 + i <sub>t-1D</sub> )*B				-8 771

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

O Regulamento Tarifário em vigor estabelece o 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, enquadrados no conceito de redes inteligentes. A formulação e parâmetros deste incentivo foram revistos para o período regulatório de 2018 a 2020, de modo a simplificar a sua aplicação e a aumentar retorno proporcionado ao operador, embora mantendo o princípio de partilha, entre o operador da rede de distribuição e os clientes de energia eléctrica, dos benefícios que efetivamente ocorram em resultado do investimento em redes inteligentes.

Refira-se que na ótica dos proveitos permitidos, a valorização deste incentivo tem como ponto de partida os benefícios previsionais, indicados pelo operador na candidatura dos projetos, e torna-se definitivo quando a empresa demonstrar a concretização destes benefícios ao longo da vigência do incentivo (6 anos).

Desde que foi introduzido o formato do incentivo às redes inteligentes baseado na partilha de benefícios, foi apresentado pela EDP Distribuição apenas um projeto, que foi aceite pela ERSE, tendo os montantes previsionais do incentivo correspondente sido incluídos no cálculo tarifário de 2017. O projeto em causa consistiu na instalação de diversos equipamentos na rede de MT, designados OCR3, que associados a um sistema de controlo e telecomando permitem reduzir as interrupções na rede de distribuição em caso de defeito, resultando em ganhos ao nível da qualidade de serviço.

No cálculo dos proveitos permitidos para 2018, o valor do incentivo ao investimento em redes inteligentes para o projeto OCR3 foi recalculado com a nova formulação e parâmetros definidos para o

período regulatório de 2018 a 2020, tendo por base a previsão de benefícios que foram indicados pela EDP Distribuição na candidatura do projeto a este incentivo, resultando num valor previsional de 7,4 milhares de euros.

No entanto, não foram recebidos novos elementos do operador da rede de distribuição, com vista à demonstração dos benefícios que foram previstos na fase de candidatura. De acordo com a regulamentação vigente no período regulatório de 2015 a 2017, a informação para a demonstração e quantificação de benefícios deverá ser enviada a cada 2 anos, pelo que, tendo o incentivo referente ao projeto OCR3 produzido efeitos ao ano de 2015, esta informação deveria ter sido recebida pela ERSE em 2017.

Deste modo, para 2018, os proveitos permitidos da atividade de DEE não incluem qualquer montante previsional correspondente ao incentivo ao investimento em redes inteligentes do projeto OCR3, aguardando-se o envio de novos elementos por parte da EDP Distribuição, com vista à demonstração dos benefícios dele resultantes. Refira-se que, a partir do período regulatório 2018-2020, a periodicidade do envio desta informação foi alterada para 3 anos.

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

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

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

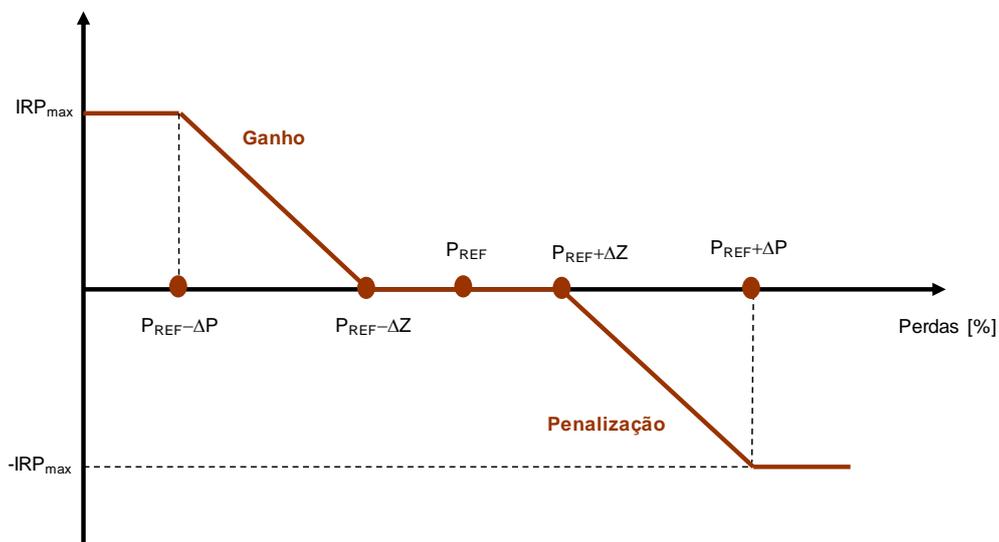
##### **a) Aplicação do mecanismo durante o período regulatório 2015-2017**

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 ( $\pm \Delta Z$ ), 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.

b) 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 ( $\pm \Delta P$ ) 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 4-58 resume os parâmetros do incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2015-2017.

**Quadro 4-58 - 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 4-59 - Concretização dos parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2015-2017**

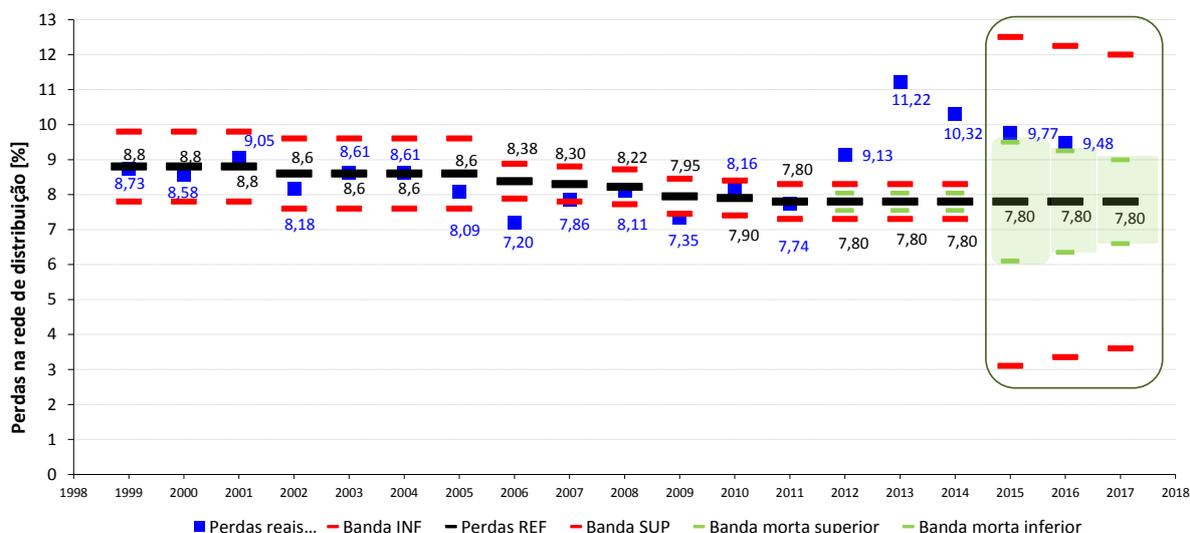
	2015	2016	2017
Limite inferior do incentivo ( $P_{REF} - \Delta P$ )	3,10	3,35	3,60
Limite inferior da banda morta ( $P_{REF} - \Delta Z$ )	6,10	6,35	6,60
Valor das perdas de referência (%)	7,80	7,80	7,80
Limite superior da banda morta ( $P_{REF} + \Delta Z$ )	9,50	9,25	9,00
Limite superior do incentivo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

Fonte: ERSE

c) Evolução das perdas nas redes de distribuição

Para efeitos do mecanismo de incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição, o cálculo das perdas tem como referencial a energia saída das redes de distribuição, excluindo, portanto, os consumos em MAT. A Figura 4-17 apresenta a evolução das perdas nas redes de distribuição, verificadas entre 1999 e 2016, no seu referencial de saída.

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



d) Evolução da valorização das perdas

O Quadro 4-60 apresenta a variação das perdas ocorrida em 2016, face aos valores de referência, bem como os valores a pagar pela empresa, resultantes da aplicação do parâmetro de valorização das perdas ( $V_p$ ), fixado pela ERSE.

**Quadro 4-60 - Aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição no período regulatório 2015-2017**

		2015	2016
Valor real das perdas	(%)	9,77	9,48
Valor limite superior do incentivo	(%)	12,50	12,25
Valor limite superior da banda morta	(%)	9,50	9,25
Valor das perdas de referência	(%)	7,80	7,80
Diferença de perdas	p.p.	0,27	0,23
Valorização das perdas $V_p$	(€/MWh)	16,81	13,15
Energia fornecida	(TWh)	42,104	42,484
Valor a pagar pela empresa	(10 <sup>6</sup> €)	1,911	1,285

Para efeitos da valorização da energia de perdas em 2016, foi utilizado um terço da média aritmética dos preços médios mensais do mercado diário (39,44 €/MWh), que resultou no valor de 13,15 €/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 (9,48%) e o valor superior da banda morta (9,25%) foi de 0,23pp. Assim, o valor da penalidade é 1,285 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 limite da banda morta.

**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”.

#### 4.4.2.2 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 2016, publicados com as tarifas e os preços da energia elétrica para o ano de 2017, através da Diretiva n.º 1/2017 de 3 de janeiro, Diário da República (2.ª série), da ERSE, encontram-se no Quadro 4-61.

**Quadro 4-61- Valores dos parâmetros da Componente 1 do incentivo à melhoria de qualidade de serviço em vigor para 2016**

$END_{REF}$	$0,000133 \times ED$
$\Delta V$	$0,12 \times END_{REF}$
VEND	3,0 € / kWh
$ RQS1_{max}  =  RQS1_{min} $	4 000 000 €

O valor da Componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço relativo a 2016 foi determinado com base na informação disponibilizada à ERSE e considerada a mais adequada ao cálculo do valor de *ED*, i.e., atendendo à discriminação por período horário e nível de referência.

O Quadro 4-62 apresenta o modo de determinação da *END* em 2016, com indicação dos valores de energia ativa utilizados, das diversas parcelas que constituem a *ED* e do valor de *TIEPI* obtido em 2016 nas condições estabelecidas para efeitos de cálculo do incentivo à melhoria da qualidade de serviço.

**Quadro 4-62 - Determinação do valor de energia distribuída e da energia não distribuída, em 2016**

Valores de energia activa 2016	Período horário - h				Total
	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio	
$W_{RNTAT MR}$ : entregas REN-DV considerando as entregas a clientes em MAT (MWh)	6.302.363,42	22.629.599,44	13.234.504,43	6.457.128,02	48.623.595,31
$W_{CMAT MR}$ : vendas a clientes finais do mercado regulado (MWh)	3.635,62	9.377,10	8.013,32	5.884,65	26.910,69
$W_{CMAT ML}$ : vendas a clientes finais no mercado liberalizado (MWh)	124.084,49	859.217,79	700.687,92	404.257,71	2.088.247,91
$W_{RNTAT} = W_{RNTAT MR} + W_{CMAT MR}$ (MWh)	6.174.643,30	21.761.004,55	12.525.803,20	6.046.985,67	46.508.436,72
$\gamma_{AT}$	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)	6.094.801,40	21.479.621,51	12.378.499,06	5.974.691,89	45.927.613,87
$W_{CAT MR}$ : vendas a clientes finais do mercado regulado (MWh)	22,68	58,27	54,22	47,27	182,43
$W_{CAT ML}$ : vendas aos clientes do mercado livre referencial de consumo (MWh)	705.141,95	2.832.986,18	1.969.338,61	1.107.674,97	6.615.141,71
$W_{CAT} = W_{CAT MR} + W_{CAT ML}$ (MWh)	705.164,62	2.833.044,45	1.969.392,83	1.107.722,23	6.615.324,14
$[W_{RNTAT} \times (1 + \gamma_{AT})^{-1}] - (W_{CAT})$ (MWh)	5.389.636,78	18.646.577,06	10.409.106,23	4.866.969,66	39.312.289,73
$ED = [W_{RNTAT} \times (1 + \gamma_{AT})^{-1}] - (W_{CAT})$ (MWh)					39.312.289,73
TIEPI (min)					49,76
TIEPI (h)					0,83
T (h)					8.784,00
$END = ED \times TIEPI / T$ (MWh)					3.711,80

Com base no valor de  $ED$  em 2016 obtêm-se os valores dos parâmetros da Componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço que se apresentam no Quadro 4-63.

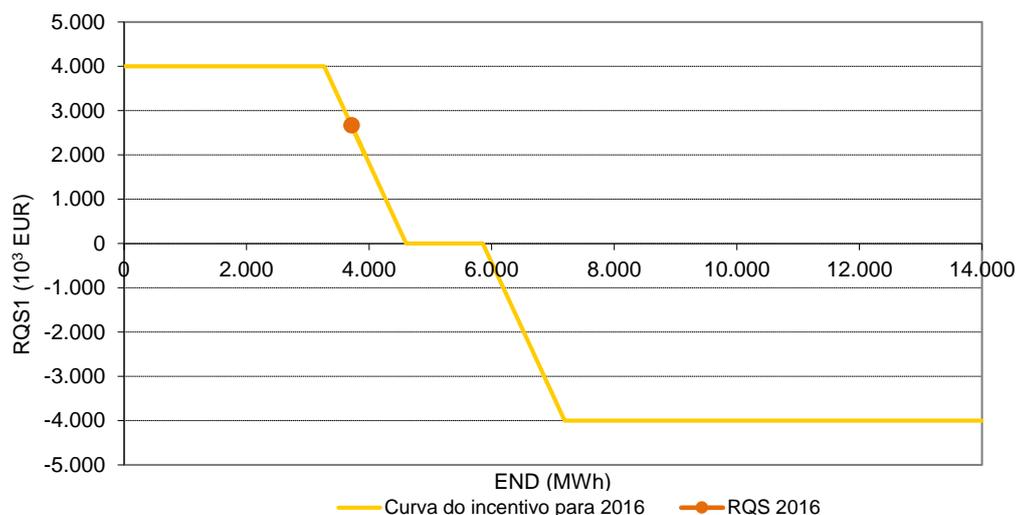
**Quadro 4-63 - Valores dos parâmetros da Componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2016**

$END$	(MWh)	3711,80
$END_{REF} = 0,000133 \times ED$	(MWh)	5228,53
$\Delta V = 0,12 \times END_{REF}$	(MWh)	627,42
$END_{REF} - \Delta V$	(MWh)	4601,11
$END_{REF} + \Delta V$	(MWh)	5855,96

Atendendo ao mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço, sendo o valor de  $END$  em 2016 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 2 667 937,09 euros.

Na Figura 4-19 é apresentada a curva da Componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2016, 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 2016**



#### 4.4.2.3 COMPONENTE 2

O valor da Componente 2 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço na rede de distribuição em MT depende da média deslizante 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 2016, publicados com as tarifas e os preços da energia elétrica para o ano de 2017, através da Diretiva n.º 1/2017 de 3 de janeiro, Diário da República (2.ª série), da ERSE, encontram-se no Quadro 4-64.

**Quadro 4-64 - Valores dos parâmetros da Componente 2 do incentivo de qualidade de serviço em vigor para 2016**

SAIDI MT 5% <sub>REF 2016</sub>	(min)	620,00
$\Delta S$	(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 2016 foi determinado com base na informação disponibilizada à ERSE referente ao indicador *SAIDI MT* dos anos

2014, 2015 e 2016. 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 resultantes de incidentes classificados pela ERSE como Evento Excepcional;
- 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 4-65 apresenta o valor do *SAIDI MT 5%* para os anos 2014, 2015 e 2016 nas condições estabelecidas para efeitos de cálculo da Componente 2 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço.

**Quadro 4-65- Determinação do valor *SAIDI MT 5%***

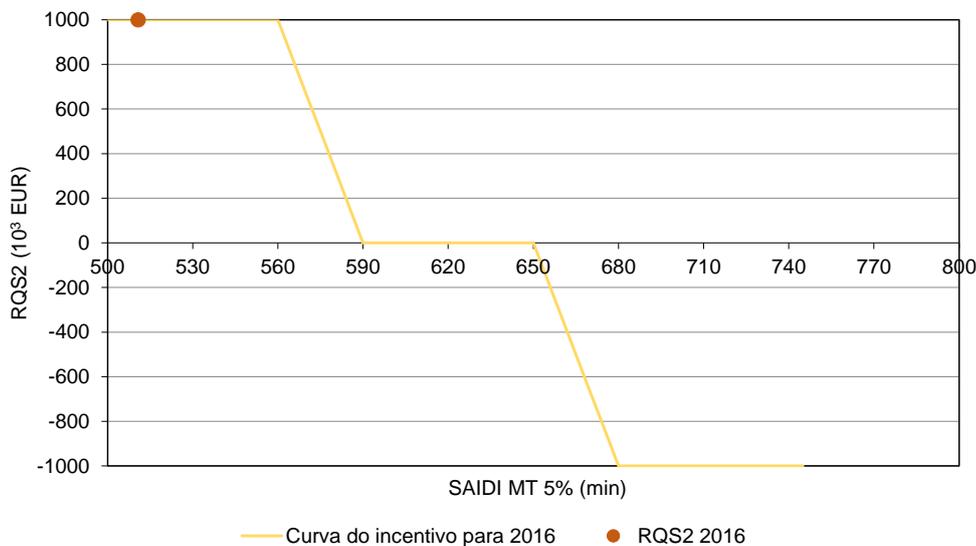
	<i>SAIDI MT 5%</i> (min)
Ano 2014	552,76
Ano 2015	419,84
Ano 2016	487,85

Com base nos valores apresentados no Quadro 4-65, obtém-se o valor do parâmetro da Componente 2 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2016 (*SAIDI MT 5%*<sub>2016</sub>) que corresponde a 510,82 minutos.

Atendendo ao mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço, sendo o valor de *SAIDI MT 5%* em 2016 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 2016, 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 2016**



#### 4.5 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 CUR 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.

##### 4.5.1 ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA

###### 4.5.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

A atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE) 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 CVEE 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 CUR 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 2018, em consistência com a previsão de quotas para o mercado regulado e com o nível previsto de perdas nas redes.

#### Quadro 4-66 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da sua procura

Unidade: GWh

	Real		ERSE Tarifas 2018	
	2015	2016	2017	2018
<b>= Total das aquisições</b>	<b>6 606</b>	<b>4 879</b>	<b>3 821</b>	<b>3 790</b>
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	842 14,84%	597 14,21%	460 13,91%	482 14,79%
- Perdas na rede de Transporte (perdas/fornecimentos)	89 1,6%	79 1,9%	53 1,6%	51 1,6%
<b>= Vendas do comercializador de último recurso</b>	<b>5 675</b>	<b>4 202</b>	<b>3 307</b>	<b>3 257</b>

Fonte: ERSE, EDP SU

As aquisições de energia pelo CUR usadas no cálculo das tarifas para 2018 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 2017 e previsões para 2018 consideradas pela ERSE, encontram-se no documento “Caracterização da procura de energia elétrica em 2018”.

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

No Quadro 4-67 apresenta-se o custo médio unitário de aquisição de energia elétrica à PRE previsto para 2018 por tecnologia e respetivas quantidades de energia.

**Quadro 4-67 - Custo de aquisição de energia elétrica à PRE**

	Tarifas 2018				
	Produção (GWh)	Preço médio de aquisição (€/MWh)	Custo Total (10 <sup>3</sup> EUR)	Preço <sup>(3)</sup> referência p/ cálculo do diferencial de custo (€/MWh)	Sobrecusto PRE referente ao ano (10 <sup>3</sup> EUR)
PRE 1 <sup>(1)</sup>	15 573	102,09	1 589 949		837 846
Eólicas	12 505	93,08	1 163 901	48,29	559 993
Hídricas	1 069	98,12	104 856	48,29	53 249
Biogás	278	115,50	32 085	48,29	18 669
Biomassa	711	121,34	86 235	48,29	51 914
Fotovoltaica	532	300,15	159 674	48,29	133 983
Ondas	0,02	264,06	6	48,29	
RSU	479	90,09	43 191	48,29	20 038
PRE 2 <sup>(2)</sup>	6 071	101,25	614 712		321 518
Térmica - Cogeração (NFER)	3 915	93,34	365 468	48,29	176 378
Térmica - Cogeração (FER)	1 849	97,68	180 573	48,29	91 298
Micro/Mini/UPAC/UPP	307	223,64	68 671	48,29	53 842
<b>Total da produção em regime especial</b>	<b>21 645</b>	<b>101,86</b>	<b>2 204 661</b>		<b>1 159 364</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 2018, 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 2016, o valor estimado para 2017 e a previsão para 2018. 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 climatéricos 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 e hídrica, bem como por nova redução da cogeração à semelhança do já observado em 2014. Relativamente a 2016, verificou-se um aumento da PRE de 5,1% face a 2015, justificado essencialmente pelo acréscimo de 7,5% na eólica, cujo peso no total da PRE foi de cerca de 57%.

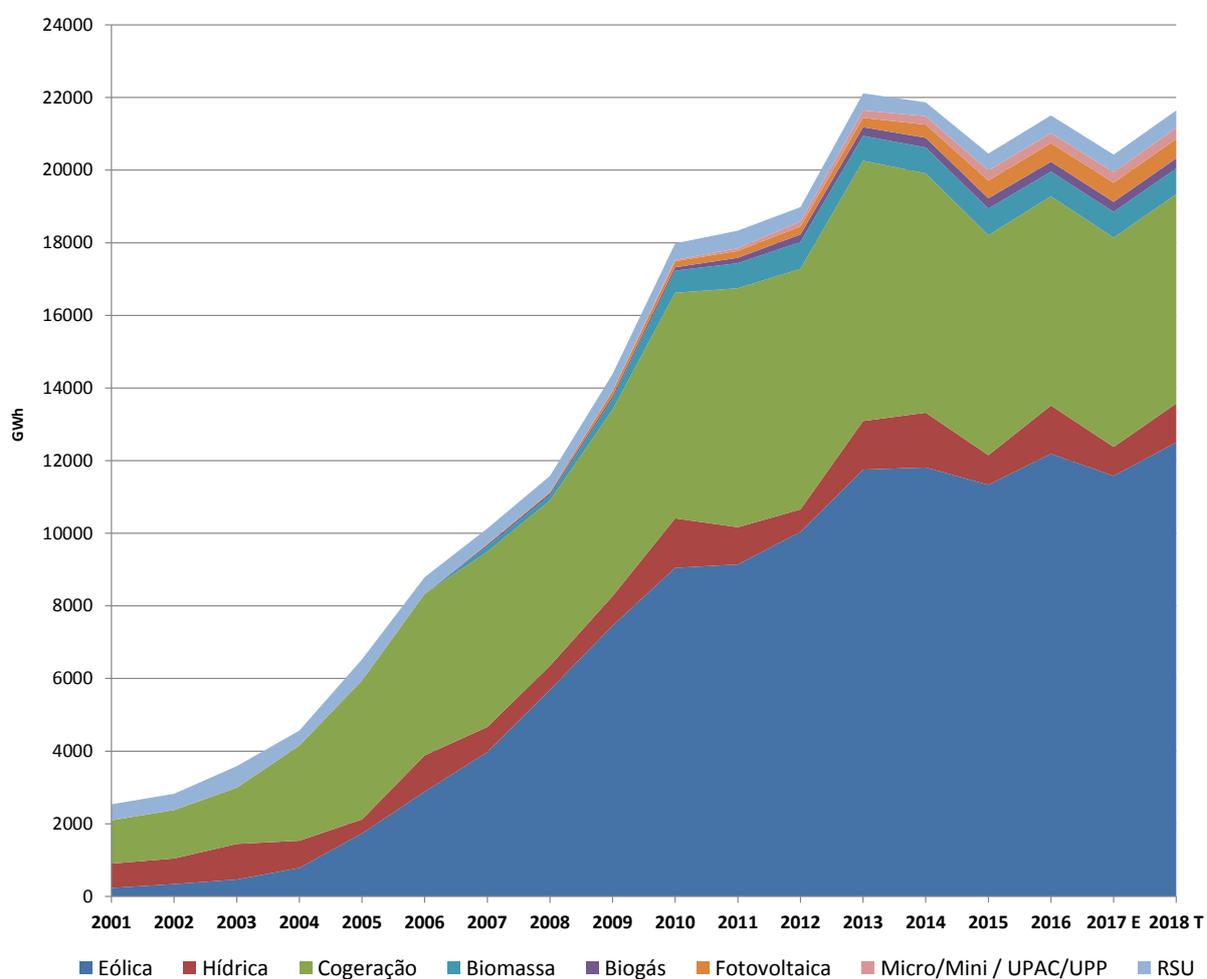
Para 2017, a ERSE considerou uma estimativa que incorpora os dados reais por tecnologia que se encontravam disponíveis até novembro do ano corrente. Os principais fatores considerados nesta estimativa foram os seguintes:

- Decréscimo assinalável da PRE Hídrica, com uma variação acumulada até novembro de 2017 de cerca de -56% face ao período homólogo de 2016, ( $IPH_{Acum.Novembro2017}$  de 0,51 face a  $IPH_{Acum.Novembro2016}$  de 1,48; fonte REN), que corresponde à transição de um ano muito húmido em 2016 para um ano muito seco em 2017;
- Decréscimo da PRE Eólica, atendendo a que a produção acumulada até novembro é inferior em cerca de 5% à verificada no período homólogo de 2016, o que se deve essencialmente ao decréscimo do índice de produtividade eólica;
- Ligeiro aumento da injeção na rede das tecnologias de PRE de base térmica (Cogeração, Biogás, Biomassa, Resíduos Sólidos Urbanos), cuja produção acumulada a novembro de 2017 cresceu cerca de 1% (fonte REN) face à produção do período homólogo de 2016;
- Aumento das injeções na rede de produtores fotovoltaicos, mini e micro produtores, unidades de produção para autoconsumo e unidades de pequena produção, cujo crescimento foi acima de 5% até setembro de 2017.

Com estes pressupostos, a estimativa da ERSE para a injeção total de PRE nas redes do SEN em 2017 terá um decréscimo de cerca de 5% face ao ocorrido em 2016.

Em 2018, 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 2018 de cerca de 6% face à estimativa da ERSE para 2017. No entanto, este valor é inferior em 2,1% face ao máximo da produção em regime especial que se verificou em 2013 e superior em 0,6% face ao valor verificado em 2016 (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 2016 (valores ocorridos), a estimativa para 2017 e a previsão para 2018. Em termos unitários, o preço médio de

energia proveniente de PRE apresentou, entre 2001 e 2016, uma taxa média anual de crescimento de 3,4%.

Para 2017, este preço médio deverá aumentar cerca de 2%, face ao verificado em 2016, principalmente em resultado da subida do preço da cogeração não renovável, dependente do preço do petróleo. Devido a este efeito, estima-se que para o agregado da cogeração (não renovável e renovável) o preço em 2017 aumente cerca de 5%.

Nas restantes tecnologias, estima-se que o preço médio unitário evolua em 2017 e 2018 em linha com o principal indicador macroeconómico a que está indexada a remuneração destes produtores, o IPC sem habitação, com exceção da PRE Eólica e dos PRE de pequena dimensão<sup>49</sup>.

No caso da PRE Eólica o ritmo de evolução do preço unitário deverá ser travado devido à entrada de capacidade de produção atribuída pelos Concursos, cujo preço unitário é inferior ao verificado em 2016 e nos anos anteriores.

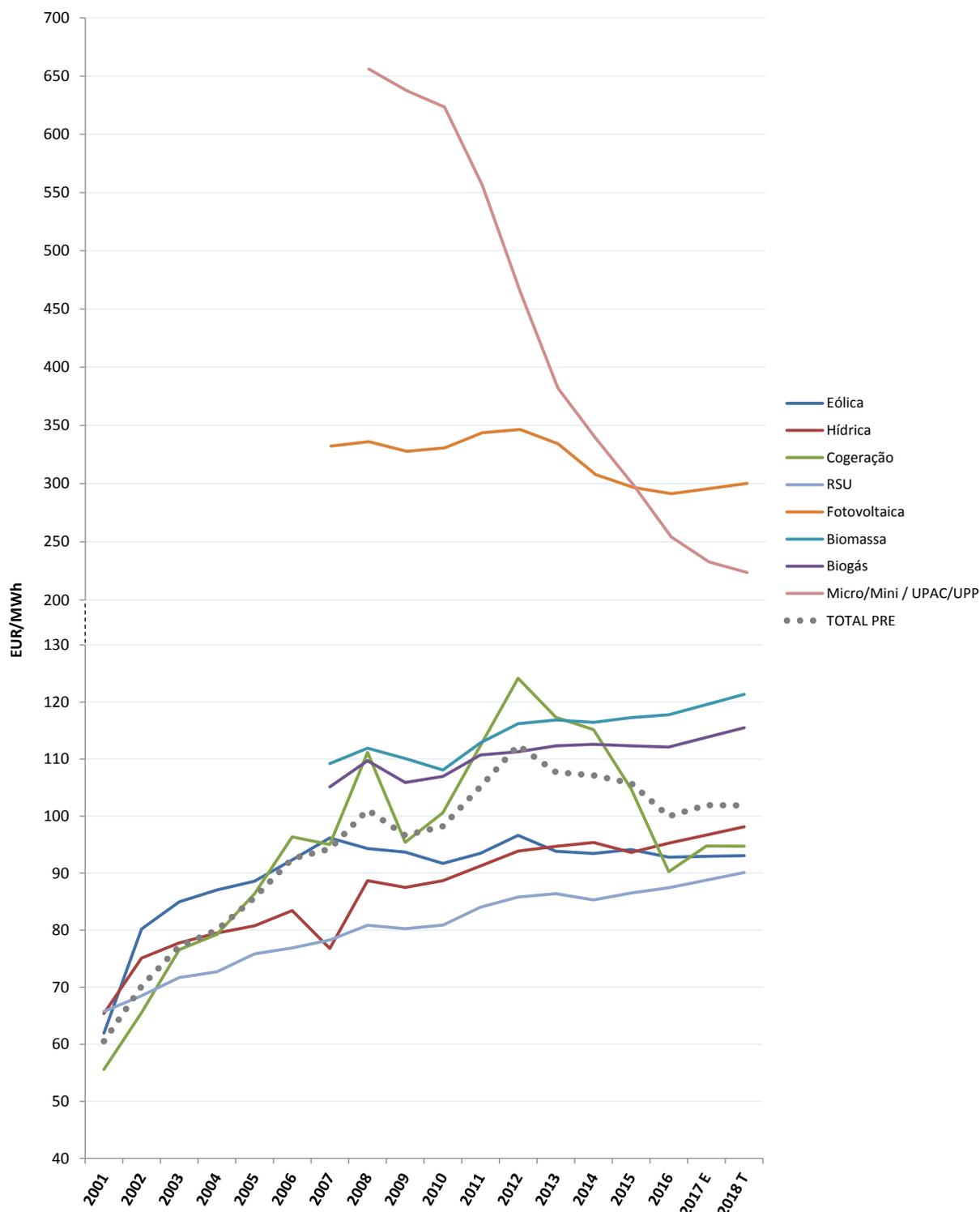
Relativamente aos produtores de pequena dimensão, o aumento da potência instalada de UPAC e UPP, com preços unitários muito inferiores à microgeração, e a redução gradual do preço desta tecnologia prevista no seu enquadramento legal, levará a uma redução do preço unitário em 2017 e 2018.

Para 2018, prevê-se que a conjugação dos diversos fatores acima descritos levem a que o preço unitário do total da PRE estagne em torno de 102 €/MWh.

---

<sup>49</sup> Apresentados na figura de forma agregada, a que corresponde a microgeração, minigeração, unidades de produção para autoconsumo (UPAC) e unidades de pequena produção (UPP).

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

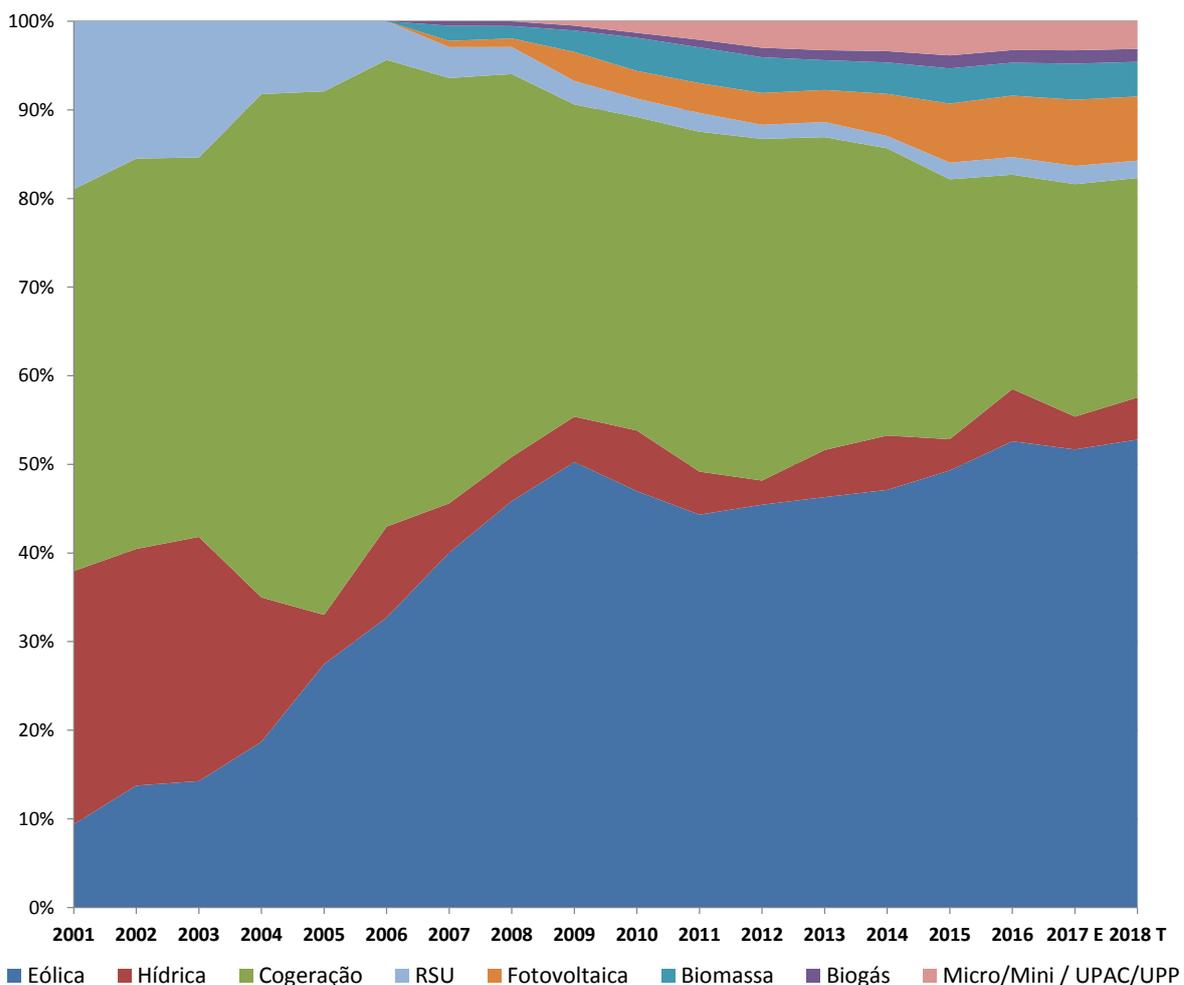


Fonte: ERSE, EDP SU

A Figura 4-23 apresenta o peso de cada tecnologia no custo total da PRE. Verifica-se que as tecnologias que destacadamente têm maior produção (eólica e cogeração) são, como seria de esperar, 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 2016 corresponderam a cerca de 3,7% das injeções de PRE na rede pública, mas representaram cerca de 10,2% dos custos de aquisição à PRE.

**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 53,8 €/MWh, previsto para 2018 estão apresentados no ponto 2.2.

#### 4.5.1.2 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 2017.
2. Os ajustamentos por aplicação da tarifa de Energia em 2016.
3. O ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo referente a 2016.

O quadro seguinte sintetiza o montante de ajustamentos referentes a 2016 e 2017.

#### Quadro 4-68 - Ajustamentos do comercializador de último recurso no âmbito da função CVEE FC

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2017	Tarifas 2018
A	Valor previsto para o ajustamento dos custos com a função CVEE FC, referente a t-1	64 302	-22 989
B	Ajustamento da tarifa de energia, relativo a t-2	-21 403	1 673
C	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo referente a t-2	1 582	7 194
<b>D = A+B+C</b>	<b>Total de ajustamentos a incorporar nos proveitos para 2018</b>	<b>44 481</b>	<b>-14 122</b>

Estes montantes, ao abrigo do Artigo 97.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 14 de dezembro, 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 106.º do Regulamento Tarifário em vigor.

Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula foram considerados os valores do Quadro 4-69.

**Quadro 4-69 - Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2017	Tarifas 2018
<b>A</b>	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes = (1) x (2) + (3) - (4) + (5)	186 850	203 994
1	Custo médio de aquisição de energia elétrica (sem custos com desvios de carteira e serviços de sistema)	50,01	53,02
2	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes CUR	3 669	3 790
3	Desvio por gestão carteira	421	-3 946
4	Proveitos decorrentes da partilha de risco entre CUR e os comercializadores de mercado	0	0
5	Outros custos	2 972	6 991
<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	2 455	2 577
<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	64 302	-22 989
<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	-21 403	1 673
<b>E</b>	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo referente a t-2 a incorporar nos proveitos do ano t	1 582	7 194
<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>144 824</b>	<b>220 693</b>
<b>G</b>	<b>Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos da sustentabilidade de mercados = - [(C) + (D) + (E)]</b>	<b>-44 481</b>	<b>14 122</b>
<b>H</b>	<b>Total dos proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação da TE = (F) - (G)</b>	<b>189 305</b>	<b>206 571</b>

**AJUSTAMENTOS DE 2016**

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

Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial

De acordo com o artigo 96.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 14 de dezembro, 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 2016 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 2016 dos custos da PRE atingiu o montante de -75 073<sup>50</sup> milhares de euros, não atualizado, devido essencialmente às alterações ocorridas nos valores das seguintes rúbricas face ao inicialmente previsto:

- Menor valor referente às medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE decorrentes da legislação em vigor;
- Menor valor, em cerca de 19%, do preço médio de venda da PRE face ao previsto, facto que não foi anulado pelo efeito, em sentido contrário, do custo médio da PRE também ter sido inferior ao previsto.

O último efeito pode ser observado no quadro seguinte:

**Quadro 4-70 - Desvios custos da PRE**

	2016	Tarifas 2016	Desvio (2016-T2016)	
			Valor	%
<b>Quantidades (GWh)</b>	<b>21 507</b>	<b>21 555</b>	<b>-48</b>	<b>-0,2%</b>
PRE 1	15 469	14 710	759	5,2%
PRE 2	6 037	6 845	-808	-11,8%
<b>Preço (€/MWh)</b>				
Preço médio de venda PRE <sup>(1)</sup>	37,58	46,40	-8,82	-19,0%
Custo médio PRE	99,97	105,73	-5,75	-5,4%

<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 2018, de 69 018 milhares de euros a pagar pelo CUR, resulta da diferença entre o desvio apurado com base em custos reais, de -76 071<sup>51</sup> milhares de euros, e o valor considerado provisoriamente em tarifas para 2017 (-145 089<sup>52</sup> milhares de euros), ambos os valores encontram-se atualizados para 2018. O quadro seguinte apresenta o cálculo deste desvio.

<sup>50</sup> Desvio PRE <sup>1</sup>, -231 859 milhares de euros (linha E) + Desvio PRE <sup>2</sup>, +156 786 milhares de euros (linha L).

<sup>51</sup> Desvio PRE <sup>1</sup> atualizado, - 234 942 milhares de euros (linha F) + Desvio PRE <sup>2</sup> atualizado, 158 871 milhares de euros (linha M).

<sup>52</sup> Ajustamento provisório PRE <sup>1</sup> atualizado, -286 623 milhares de euros (linha H) e ajustamento provisório PRE <sup>2</sup> atualizado, 141 534 milhares de euros (linha O)

**Quadro 4-71 - Cálculo do ajustamento da função 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> recuperado em 2016	611 579
B	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica [(1) - (2) + (3) + (4) - (5) - (6) + (7) - (8)]	876 594
1	Compras	1 560 121
2	Vendas	581 339
3	Outros custos	5 221
4	Custos de funcionamento	4 267
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	86 384
C	Desvio do diferencial PRE <sup>1</sup> , em 2016 (A) - (B) + 9	-265 014
D	Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência decorrente do DL 74/2013 e portaria 225/2015	33 156
E	Desvio do diferencial PRE <sup>1</sup> , com mecanismo regulatório DL 74/2013 (C) + (D)	-231 859
F	Desvio do diferencial PRE <sup>1</sup> , em 2016 atualizado para 2018 = E x (1+i <sub>t,2</sub> <sup>E</sup> ) x (1+i <sub>t,1</sub> <sup>E</sup> )	-234 942
G	Valor do ajustamento provisório calculado em 2016 e incluído nos proveitos de 2017	-284 884
H	Valor do ajustamento provisório calculado em 2016 e incluído nos proveitos de 2017, atualizado para 2018 = G x (1+i <sub>t,1</sub> <sup>E</sup> )	-286 623
I	Ajustamento do diferencial PRE <sup>1</sup> , de 2016 a recuperar nos proveitos permitidos de 2018 = (F) - (H)	51 681
J	Diferencial da PRE <sup>2</sup> recuperado em 2016	643 006
K	Diferencial de custos com a aquisição de energia eléctrica determinado com base em valores reais [(9) - (10) + (11) + (12) - (13) - (14) + (15)]	487 669
9	Compras	589 942
10	Vendas	226 884
11	Outros custos	5 221
12	Custos de funcionamento	4 267
13	Ajustamento t-1	-8 691
14	Ajustamento t-2	11 059
15	Alisamento quinquenal - artº 73º A	117 492
16	Acerto Celticerâmica 2014 com juros 2014 e 2015 atualizado a 2018	1 449
L	Desvio do diferencial PRE <sup>2</sup> , em 2016 (J) - (K)+16	156 786
M	Desvio do diferencial PRE <sup>2</sup> , em 2016 atualizado para 2018 = L x (1+i <sub>t,2</sub> <sup>E</sup> ) x (1+i <sub>t,1</sub> <sup>E</sup> )	158 871
N	Valor do ajustamento provisório calculado em 2016 e incluído nos proveitos de 2017	140 675
O	Valor do ajustamento provisório calculado em 2016 e incluído nos proveitos de 2017, atualizado para 2018 = N x (1+i <sub>t,1</sub> <sup>E</sup> )	141 534
P	Ajustamento do diferencial PRE <sup>2</sup> , de 2016 a recuperar nos proveitos permitidos de 2018 = (M) - (O)	17 337
Q	Ajustamento do diferencial PRE, de 2016 a repercutir nos proveitos permitidos de 2018 [(I) + (P)]	69 018
i <sub>t,2</sub> <sup>E</sup>	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2016 acrescida de spread	0,715%
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 2017 acrescida de spread	0,610%

No cálculo tarifário de 2016 foram incluídos cerca de 28,5 milhões de euros, referentes ao mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, que se ajustam definitivamente para 33,2 milhões de euros nos proveitos para 2018.

Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes

De acordo com o artigo 97.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 14 de dezembro, 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 2016 a repercutir nas tarifas de 2018 é de 1 673 milhares de euros, a pagar pelo CUR, de acordo com os valores apurados no Quadro 4-72.

**Quadro 4-72 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR
		2016
1 = 2*3+4+5+6	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	195 203
2	Custo médio de aquisição	38,32
3	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes do CUR	4 819
4	Desvio por gestão de carteira	4 568
5	Proveitos decorrentes da partilha de risco entre CUR e os comercializadores de mercado	0
6	Outros custos	5 948
7	Custos de funcionamento afectos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica e aceites pela ERSE	1 980
<b>A = 1+7</b>	<b>Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da TE</b>	<b>197 183</b>
B	Proveitos faturados com a aplicação da TE a clientes finais deduzida aditividade e sobreproveito	262 679
C	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica (B-A), em 2016	65 497
D	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica atualizados para 2018 = $(C) \times (1+i_{t-2}^E) \times (1+i_{t-1}^E)$	66 368
E	Desvio provisório dos ajustamentos de 2016 calculado em 2017 e atualizados para 2018	64 695
F	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica (D-E), em 2016 atualizado para 2018	1 673
$i_{t-2}^E$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2016 acrescida de spread	0,715%
$i_{t-1}^E$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2017 acrescida de spread	0,610%

Aquando da definição das tarifas para 2016, a previsão para o custo médio de aquisição de energia elétrica pelo CUR (sem serviços de sistema<sup>53</sup>), 50,98 €/MWh, bastante superior ao ocorrido, 38,32 €/MWh.

<sup>53</sup> Os custos com serviços de sistema encontram-se na rubrica “Outros custos”.

**Quadro 4-73 - Custo médio de aquisição de energia elétrica pelo CUR**

Unid: €/MWh	
<b>Tarifas 2016</b>	<b>2016</b>
<b>Valor implícito nas tarifas</b>	<b>Real</b>
50,98	38,32

Nota: Sem serviços de sistema

Esta diferença do custo médio de aquisição de energia elétrica entre o valor real de 2016 e o valor implícito nas tarifas de 2016 reflete os desvios entre os valores previstos e verificados dos principais fatores explicativos apresentados no Quadro 4-74 *infra*.

**Quadro 4-74 - Condições de referência para a previsão do custo médio de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso em 2016**

	<b>2016</b>	
	<b>Tarifas 2016</b>	<b>2016</b>
	<b>Valor implícito nas previsões</b>	<b>Real</b>
<b>Carvão (EUR/ton)</b>	51,90	53,63
<b>Petróleo - Brent (EUR/bbl)</b>	46,78	39,42
<b>Índice de produtividade hidroelétrica</b>	1,00	1,33
<b>Produção PRE Portugal (GWh)</b>	21 555	21 506

Fonte: ERSE, Reuters, REN, EDP

A penetração da produção em regime especial no conjunto de produção de energia elétrica, bem como a hidraulicidade são alguns dos 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 4-74 mostra que as injeções de PRE foram em linha com as previsões e que o índice de produtividade hidroelétrica se situou consideravelmente acima dos valores previstos no cálculo tarifário de 2016, pressionando a descida do preço no mercado grossista. Para além deste efeito, também a forte queda do preço do petróleo contribuiu para a descida dos preços da energia elétrica. Estes efeitos contribuíram, conseqüentemente, para o desvio do custo médio de aquisição do CUR, apresentado anteriormente.

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 aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 14 de dezembro. 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 2016 o desvio atualizado para 2018 atinge o montante de 7 194 milhares de euros.

**Quadro 4-75 - Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> €t
		2016
<b>A</b>	<b>Proveitos que resultam da aplicação da Tarifa de Venda a Clientes Finais</b>	<b>794 492</b>
1	Energia	262 679
2	Uso Global do Sistema	274 194
3	Uso da Rede de Transporte	24 889
4	Uso da Rede de Distribuição	198 702
5	Comercialização	22 655
<b>B</b>	<b>Proveitos que resultam da faturação = 1+2+3+4+5</b>	<b>783 120</b>
<b>C</b>	<b>Sobreproveito por aplicação da tarifa transitória</b>	<b>4 272</b>
<b>D</b>	<b>Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2 (A) - (B) - (C)</b>	<b>7 100</b>
$i_{t-2}^E$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2016 acrescida de spread	0,715%
$i_{t-1}^E$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2017 acrescida de spread	0,610%
<b>E</b>	<b>Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2 atualizado para 2018</b> <b>= (D) x (1+ <math>i_{t-2}^E</math>) x (1+ <math>i_{t-1}^E</math>)</b>	<b>7 194</b>

**AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2017**

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 2017, em consistência com a estimativa de quotas para o mercado regulado e com o nível estimado de perdas nas redes.

**Quadro 4-76 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura**

	Real		ERSE Tarifas 2018
	2015	2016	2017
<b>= Total das aquisições</b>	<b>6 606</b>	<b>4 879</b>	<b>3 821</b>
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	842 14,84%	597 14,21%	460 13,91%
- Perdas na rede de Transporte (perdas/fornecimentos)	89 1,6%	79 1,9%	53 1,6%
<b>= Vendas do comercializador de último recurso</b>	<b>5 675</b>	<b>4 202</b>	<b>3 307</b>

Fonte: ERSE, EDP SU

A estrutura dos fornecimentos do CUR por nível de tensão, usada para o ano de 2017 no cálculo das tarifas para 2018, depende da estrutura dos fornecimentos totais por nível de tensão real da EDP Distribuição para 2016. Estes valores foram obtidos após um ajuste de 217 GWh no nível de fornecimentos de 2016, reportados pela EDP Distribuição na informação para o cálculo tarifário de 2018, devido a uma sobreavaliação por esta empresa dos fornecimentos em BTN faturados por estimativa nesse ano. O detalhe desta informação encontra-se no ponto 6.1 deste documento.

No documento “Caracterização da procura de energia elétrica em 2018” encontra-se a evolução dos fornecimentos reais do CUR por nível de tensão, bem como as estimativas para 2017 e previsões para 2018 consideradas pela ERSE.

Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial

De acordo com o artigo 96.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 14 de dezembro, o diferencial do custo com aquisição aos produtores em regime especial resulta da diferença entre o valor de sobrecusto considerado nas tarifas de 2017 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 2017 a repercutir em 2018 é de 171 131 milhares de euros incluindo juros, à taxa EURIBOR a 12 meses, calculada com base na média diária de 1 janeiro a 15 de novembro de 2017, acrescida de spread. O quadro seguinte apresenta o cálculo deste desvio.

**Quadro 4-77 - Cálculo do ajustamento na função de Compra e Venda de Energia Elétrica da produção em regime especial**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR
		2017
A	Diferencial da PRE <sup>1</sup> a recuperar em 2017	691 890
B	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica determinado com base em valores estimados [(1) - (2) + (3) + (4) - (5) - (6) + (7) - (8)]	580 785
1	Compras	1 467 617
2	Vendas	721 361
3	Outros custos	7 185
4	Custos de funcionamento	4 721
5	Ajustamento t-1	-284 884
6	Ajustamento t-2	-65 807
7	Alisamento quinquenal - artº 73º A	-313 834
8	Medidas de atenuação de impactes dos custos com a PRE decorrentes da legislação em vigor	214 233
C	Desvio do diferencial PRE <sup>1</sup> , em 2017 (A) - (B)	111 105
D	Desvio do diferencial PRE <sup>1</sup> , em 2017 atualizado para 2018 = C x (1+i <sub>t-1</sub> <sup>5</sup> )	111 783
9	Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência decorrente do DL 74/2013	6 278
E	Desvio do diferencial PRE <sup>1</sup> , com medidas de atenuação em 2017 atualizado para 2018 = D + [9 x (1+i <sub>t-1</sub> <sup>5</sup> )]	118 099
E	Diferencial da PRE <sup>2</sup> a recuperar em 2017	625 043
F	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica determinado com base em valores estimados [(9) - (10) + (11) + (12) - (13) - (14) + (15) - (16)]	572 334
9	Compras	614 460
10	Vendas	304 078
11	Outros custos	2 899
12	custos de funcionamento	4 721
13	Ajustamento t-1	140 675
14	Ajustamento t-2	82 999
15	Alisamento quinquenal - artº 73º A	485 606
16	Medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE decorrentes da legislação em vigor	7 600
G	Desvio do diferencial PRE <sup>2</sup> , em 2017 (E) - (F)	52 710
H	Desvio do diferencial PRE <sup>2</sup> , em 2017 atualizado para 2018 = G x (1+i <sub>t-1</sub> <sup>5</sup> )	53 032
I	Ajustamento provisório do sobrecusto PRE de 2017 a repercutir nos proveitos permitidos de 2018 [(E) + (H)]	171 131
i <sub>t-1</sub> <sup>E</sup>	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 30 de novembro de 2017 acrescida de spread	0,610%

O ajustamento de 171 131 milhares de euros, a pagar pelo CUR, explica-se em grande parte devido a dois fatores:

- Aumento em cerca de 13,5 milhões de euros das estimativas 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, face ao previsto em Tarifas 2017;

- Diminuição significativa do diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica aos produtores em regime especial face ao previsto em Tarifas 2017, devido essencialmente a:
  - Na PRE<sup>1</sup> estima-se que as quantidades diminuam cerca de 7%, e o preço de compra aumente 0,3%, enquanto o preço de venda deverá aumentar cerca de 13%, conduzindo a uma diminuição das compras e a um aumento das vendas;
  - Na PRE<sup>2</sup> estima-se que as quantidades aumentem cerca de 0,4%, e o preço de compra decresça cerca de 2%, enquanto o preço de venda deverá aumentar cerca de 13%, conduzindo a uma diminuição das compras e a um aumento das vendas.

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

De acordo com o artigo 97º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 14 de dezembro, 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 2017 a repercutir nas tarifas de 2018 é de -22 989 milhares de euros a receber pela empresa, de acordo com os valores apurados no Quadro 4-78. O apuramento deste montante decorre, em grande parte, do facto de se estimar um preço de energia superior em cerca de 9% face ao preço previsto nas tarifas de 2017. De salientar que os serviços de sistema também foram revistos em alta face a tarifas 2017.

**Quadro 4-78 - Cálculo do ajustamento na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR
		2017
+	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	212 063
+	Custo médio de aquisição	54,65
+	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes do CUR	3 821
+	Desvio por gestão de carteira	-4 100
+	Proveitos decorrentes da partilha de risco entre CUR e os comercializadores de mercado	0
+	Outros custos	7 352
+	Custos de funcionamento afetos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica aceites pela ERSE, previstos para o ano t-1	2 189
<b>A</b>	<b>Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da TE</b>	<b>214 252</b>
B	Proveitos previstos faturar com a aplicação da TE a clientes finais	191 403
C	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica (B - A), em 2017	-22 849
D	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica atualizados para 2018 (C) x (1+ I <sub>t,t</sub> <sup>5</sup> )	-22 989
i <sub>t,t</sub> <sup>E</sup>	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2017 acrescida de spread	0,610%

#### 4.5.2 ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DO ACESSO ÀS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

##### 4.5.2.1 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, de distribuição e do operador logístico de mudança de comercializador 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 2018 do comercializador de último recurso é dado pela expressão do Artigo 107.º do Regulamento Tarifário em vigor.

Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula, foram considerados os valores do Quadro 4-79.

**Quadro 4-79 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição**

	Unidade 10 <sup>3</sup> EUR	
	Tarifas 2017	Tarifas 2018
Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Operação Logística de mudança de Comercializador, no ano t		230
Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t	230 694	241 320
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano t	24 306	22 640
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t	150 733	142 146
<b>Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, previstos para o ano t</b>	<b>405 733</b>	<b>406 335</b>

#### 4.5.3 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.

Com vista à manutenção da harmonização das práticas regulatórias entre Continente e Regiões Autónomas foi mantido como único driver de custos o número médio de clientes.

A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar à atividade de Comercialização de Energia Elétrica encontra-se no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”, que acompanha este documento.

##### 4.5.3.1 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 109.º do Regulamento Tarifário em vigor.

**Quadro 4-80 - Proveitos permitidos à atividade de Comercialização**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2017	Tarifas 2018
1	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (AT e MT)	59	29
2	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (€/consumidor)	205,99049	76,12898
3	Número de consumidores médio, em NT	552	567
4	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (AT e MT)	1	0
5	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t	0	0
6	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em NT	-1	11
<b>A = (1)+(2)x(3)/1000+(4)+(5)-(6)</b>	<b>Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT</b>	<b>174</b>	<b>61</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 (AT, MT)</b>	<b>-19</b>	<b>0</b>
<b>C = A-B</b>	<b>Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT</b>	<b>192</b>	<b>61</b>
7	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	50	36
8	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE (€/consumidor)	58,16835	44,79722
9	Número de consumidores médio, em BTE (milhares)	1 411	1 191
10	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	2	0
11	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t	0	0
12	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BTE	-66	58
<b>D = (7)+(8)x(9)/1000+(10)+(11)-(12)</b>	<b>Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE</b>	<b>199</b>	<b>31</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>-171</b>	<b>0</b>
<b>F = D-E</b>	<b>Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE</b>	<b>370</b>	<b>31</b>
13	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	9 416	10 028
14	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN (€/consumidor)	12,64025	11,75655
15	Número de consumidores médio, em BTN (milhares)	1 180 793	1 279 422
16	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	1 498	0
17	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t	0	0
18	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BTN	2 449	1 842
<b>G = (13)+(14)x(15)/1000+(16)+(17)-(18)</b>	<b>Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN</b>	<b>23 390</b>	<b>23 228</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 BTN</b>	<b>6 992</b>	<b>0</b>
<b>I = G-H</b>	<b>Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN</b>	<b>16 398</b>	<b>23 228</b>
<b>J = A + D + G</b>	<b>Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica</b>	<b>23 763</b>	<b>23 320</b>
<b>K 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 (AT, MT) e BTE</b>	<b>6 802</b>	<b>0</b>
<b>L=J-K</b>	<b>Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica</b>	<b>16 961</b>	<b>23 320</b>
	<b>Sobrepriveito associado à tarifa transitória nos termos do artigo 6º do Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de Setembro, na redação vigente.</b>	<b>-4 480</b>	<b>-3 357</b>

### **SOBREPROVEITO PELA APLICAÇÃO DA TARIFA TRANSITÓRIA**

O sobreproveito associado ao agravamento tarifário nos termos do Artigo 6º do Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de setembro, na redação vigente, ascende a 3 357 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 2016**

De acordo com o n.º 5 do Artigo 100.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 14 de dezembro, na sua última redação, o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2016 e a soma dos proveitos permitidos do CUR 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 2016.

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.

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 4-81 compara os valores verificados em 2016 com os previstos em 2015 no cálculo das tarifas de 2016, tendo em conta o diferencial previsto em Tarifas 2016. O desvio a repercutir nas tarifas de 2018 resulta da diferença entre os proveitos faturados pela aplicação da tarifa de comercialização fixada para 2016, de 22 655<sup>54</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 20 769<sup>55</sup> milhares de euros. Esta diferença de 1 886 milhares de euros é atualizada para 2018 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média de 2016, acrescida de 0,75 pontos percentuais e a taxa de juro EURIBOR a 12 meses média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2017, acrescida de 0,75 pontos percentuais.

---

<sup>54</sup> Proveitos da CR<sub>NT</sub>, 285 milhares de euros (linha D) + Proveitos da CR<sub>BTE</sub>, 606 milhares de euros (linha D') + Proveitos da CR<sub>BTN</sub>, 21 764 milhares de euros (linha D'').

<sup>55</sup> Proveitos a recuperar da CR em NT, 274 milhares de euros (linha C) + Proveitos a recuperar da CR em BTE, 548 milhares de euros (linha C') + Proveitos da CR em BTN, 19 946 milhares de euros (linha C'').

Quadro 4-81 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização

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

			2016	Tarifas 2016
1	F <sub>C,NT</sub>	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT (AT e MT)	59	59
2	V <sub>C,NT</sub>	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT (€/consumidor)	208,710	208,710
3	D <sub>C,NT</sub>	Número de consumidores médio, em NT	1 122	834
4	O <sub>C,NT</sub>	Custos não controláveis	0	1
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	1	1
A	R <sup>CR</sup> <sub>C,NT</sub>	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT	293	234
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 (AT, MT)	19	19
C = A - B		Proveitos a recuperar pela actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT	274	215
D	R <sup>CR</sup> <sub>C,NT</sub>	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em NT	285	
E = D - A + B		Desvio nos proveitos da actividade de Comercialização em NT, em 2016	11	
F = E * (1+i <sub>t,2</sub> ) * (1+i <sub>t,1</sub> ) <sup>E</sup>	AR <sup>CR</sup> <sub>C,NT,t-2</sub>	Ajustamento em 2018 dos proveitos da actividade de Comercialização em NT, relativos a 2016	11	
8	F <sub>C,BTE</sub>	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	50	50
9	V <sub>C,BTE</sub>	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE (€/consumidor)	58,936	58,936
10	E <sub>C,BTE</sub>	Número de consumidores médio, em BTE	2483	1 976
11	O <sub>C,BTE</sub>	Custos não controláveis	0	3
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 <sup>CR</sup> <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	-36	-36
A'	R <sup>CR</sup> <sub>C,BTE</sub>	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	233	203
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	-316	-316
C' = A' - B'		Proveitos a recuperar pela actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	548	518
D'	R <sup>CR</sup> <sub>C,BTE</sub>	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em BTE	606	
E' = D' - A' + B'	(B) - (B)	Desvio nos proveitos da actividade de Comercialização em BTE, em 2016	58	
F' = E' * (1+i <sub>t,2</sub> ) * (1+i <sub>t,1</sub> ) <sup>E</sup>	AR <sup>CR</sup> <sub>C,BTE,t-2</sub>	Ajustamento em 2018 dos proveitos da actividade de Comercialização em BTE, relativos a 2016	58	
15	F <sub>C,BTN</sub>	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN	9 541	9 541
16	V <sub>C,BTN</sub>	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN (€/consumidor)	13	12,807
17	E <sub>C,BTN</sub>	Número de consumidores médio, em BTN	1 560 988	1 100 253
18	PEF <sub>C,BTN</sub>	Custos com planos de reestruturação de efectivos		
19	O <sub>C,BTN</sub>	Custos não controláveis	0	1 496
20	Z <sub>C,BTN,t-1</sub>	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano t	87	88
21	AR <sup>CR</sup> <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	-3 814	-3 814
A''	R <sup>CR</sup> <sub>C,BTN</sub>	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN	33 433	29 029
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	13 486	13 486
C'' = A'' - B''		Proveitos a recuperar pela actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN	19 946	15 543
D''	R <sup>CR</sup> <sub>C,BTN</sub>	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em BTN	21 764	
E'' = D'' - A'' + B''		Desvio nos proveitos da actividade de Comercialização em BTN, em 2016	1 818	
F'' = E'' * (1+i <sub>t,2</sub> ) * (1+i <sub>t,1</sub> ) <sup>E</sup>	AR <sup>CR</sup> <sub>C,BTN,t-2</sub>	Ajustamento em 2018 dos proveitos da actividade de Comercialização em BTN, relativos a 2016	1 842	
G = F + F' + F''	AR <sup>CR</sup> <sub>C,t-2</sub>	Ajustamento em 2018 dos proveitos da actividade de Comercialização, relativos a 2016	1 911	
i <sub>t,2</sub> <sup>E</sup>	i <sub>2016</sub> <sup>E</sup>	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2016 acrescida de spread		0,715%
i <sub>t,1</sub> <sup>E</sup>	i <sub>2017</sub> <sup>E</sup>	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2017 acrescida de spread		0,610%

#### 4.6 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 2018-2020, 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 é apresentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”, que acompanha este documento.

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 2018.

#### **TAXA DE REMUNERAÇÃO DAS ATIVIDADES DA EDA**

De acordo com a decisão da ERSE fundamentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”, que acompanha este documento, 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 2018-2020, são indexadas à evolução das OT's da República Portuguesa a 10 anos. Para o ano de 2018 as taxas a aplicar à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão Global do Sistema, à atividade de Distribuição de Energia Elétrica e à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, são de 5,50%, 5,75% e de 5,75%, respetivamente.

#### **4.6.1 ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA**

A metodologia de regulação da atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema manteve-se no período regulatório 2018-2020, 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.

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 2018 a 2020”, que acompanha este documento.

##### **4.6.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS**

#### **CUSTOS DOS COMBUSTÍVEIS**

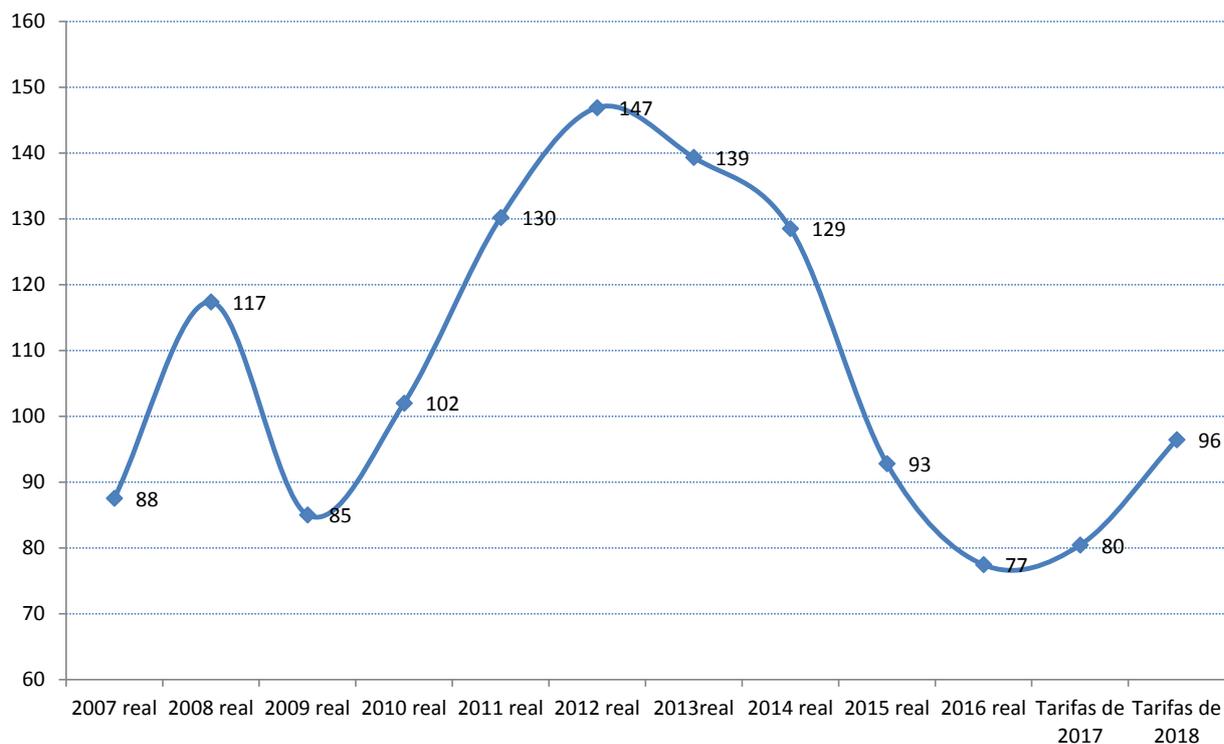
No Quadro 4-82 e na Figura 4-24 apresentam-se os custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EDA. O custo unitário variável da energia elétrica emitida pelas centrais da

EDA considerado nas tarifas para 2018 é superior em cerca de 20% face ao previsto nas tarifas de 2017 e superior ao estimado para 2017, em cerca de 2%.

**Quadro 4-82 - Custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EDA**

Unidade <sup>(1)</sup>	2016 real	Tarifas de 2017	2017 em 2017 (EDA)	Evolução anual %	Tarifas de 2018	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	77,4	80,4	94,5	22%	96,4	20%	2%

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



O Quadro 4-83 apresenta os custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica na RAA.

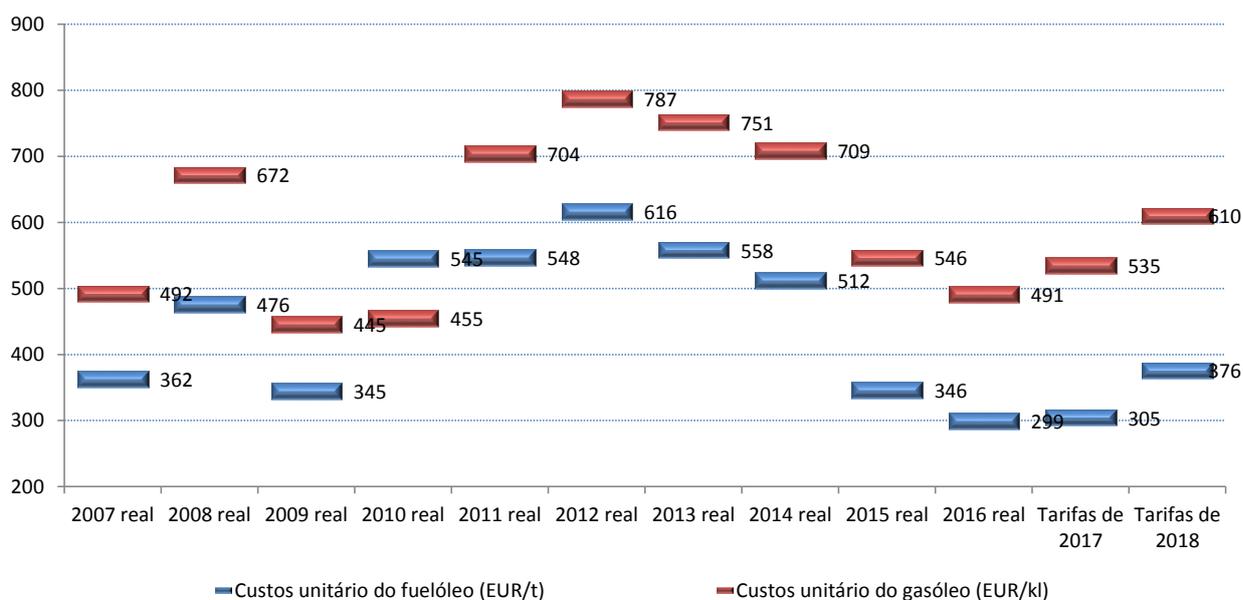
**Quadro 4-83 - Custo unitário dos combustíveis**

Unidade	2016 aceite	Tarifas de 2017	2017 em 2017 (EDA)	Evolução anual %	Tarifas de 2018	Evolução anual %	Evolução anual %	
	(1)	(2)	(3)	[(3)-(1)]/(1)	(4)	[(4)-(2)]/(2)	[(4)-(3)]/(3)	
Custo unitário do fuelóleo	EUR/t	298,9	304,7	372,4	25%	375,9	23%	1%
Custo unitário do gasóleo	EUR/kl	491,5	534,9	523,1	6%	609,9	14%	17%

Observa-se que no ano de 2016, os custos unitários aceites com combustíveis atingiram valores de 298,9 EUR/t e 491,5 EUR/kl, respetivamente para o fuelóleo e para o gasóleo. As últimas estimativas da EDA para o ano de 2017, revelam uma expectativa de crescimento dos preços do fuelóleo e do gasóleo. Quanto às previsões para 2018, 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 sejam superiores em 23%, em 2018 face ao implícito nas tarifas de 2017 e superiores em 14%, no gasóleo, para o mesmo termo de comparação.

A Figura 4-25 permite visualizar para o período 2007 a 2018, 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 período regulatório 2012-2014 determinadas ocorrências obrigaram à revisão do mecanismo, como por exemplo no caso da EDA – Eletricidade dos Açores, a 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, poderia 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 de 2016.

Com base nos resultados da aplicação da metodologia resultante do referido estudo, para os anos de 2015, 2016 e estimativas para 2017, a ERSE entendeu haver necessidade de rever alguns parâmetros aplicados nesses anos. Assim no documento “Parâmetros de Regulação para o período 2018-2020”, que acompanha este documento, referem-se as alterações introduzidas nos mecanismos de aceitação dos custos com combustíveis nas Regiões Autónomas.

O Quadro 4-84 apresenta o cálculo dos custos aceites com a aquisição de fuelóleo, em 2018.

**Quadro 4-84 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo das tarifas de 2018**

	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) €/t	Custo Unitário do fuel (c/ adição de gasóleo) €/t	Consumo 2018 (t)	Custos eficientes de descarga e armazenamento (1º porto) €	Custos eficientes de descarga e armazenamento (2º porto) €	Custos eficientes previstos para 2018 (s/ custos transporte terrestre) €
	(1)		(2)	(3)	(4)	(5)=(1)*(2)+(3)+(4)
São Miguel	308,69		44 023	1 960 557		15 549 861
Terceira	308,69		26 497	1 502 884		9 682 036
Pico		365,65	8 561	346 774	275 044	3 752 073
Faial		365,65	8 436	335 707	493 531	3 913 766
<b>Total</b>			<b>87 516</b>	<b>4 145 923</b>	<b>768 575</b>	<b>32 897 736</b>

O Quadro 4-85 apresenta o cálculo dos custos aceites com a aquisição de gasóleo, em 2018.

**Quadro 4-85 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo das tarifas de 2018**

	Custo Unitário (matéria prima + transporte + margem comercialização) €/kg/l	Consumo 2018 (kg/l)	Custos eficientes de descarga e armazenamento €	Custos eficientes previstos para 2018
	(1)	(2)	(3)	(4)=(1)*(2)+(3)
Santa Maria	0,541	4 684 483	293 533	2 827 391
São Miguel	0,541	415 544	5 782	230 551
Graciosa	0,541	1 542 809	307 279	1 141 791
São Jorge	0,541	6 436 135	130 002	3 611 336
Pico	0,541	282 155	112 910	265 529
Faial	0,541	312 372	71 867	240 830
Flores	0,541	1 399 915	128 679	885 900
Corvo	0,541	482 125	0	260 784
<b>Total</b>		<b>16 153 724</b>	<b>1 115 105</b>	<b>9 852 726</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 2017, face ao ocorrido em 2016, em 3,7%, como

mostra o Quadro 4-86. Para 2018, o valor deverá apresentar um aumento de 10,2% face ao previsto em tarifas de 2017. Estes são custos totais, incorporando, para além dos custos variáveis, os custos referentes à amortização e à remuneração do investimento.

**Quadro 4-86 - Custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores do sistema independente**

Unidade	2016 real	Tarifas de 2017	2017 em 2017 (EDA)	Evolução anual %	Tarifas de 2018	Evolução anual %	Evolução anual %	
	(1)	(2)	(3)	[(3)-(1)]/(1)	(4)	[(4)-(2)]/(2)	[(4)-(3)]/(3)	
Custo unitário SIA	EUR/MWh	97,3	97,9	100,9	3,7%	107,9	10,2%	6,9%

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 2016, a energia elétrica adquirida ao SIA torna-se competitiva. Em 2016, 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 77,4 EUR/MWh (Quadro 4-82), enquanto o custo unitário da energia elétrica adquirido ao SIA atingiu os 97,3 EUR/MWh (Quadro 4-86). Para as tarifas de 2017, mantem-se a tendência do ano anterior, com o custo variável unitário das centrais térmicas de 94,5 EUR/MWh (Quadro 4-82) a ser inferior ao custo da energia adquirida ao SIA de 100,9 EUR/MWh (Quadro 4-86). 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.

O acréscimo do custo unitário de aquisição de energia elétrica pela EDA, ocorrido entre 2016 e 2018, deve-se essencialmente aos custos com a aquisição de energia eólica e fotovoltaica à Gracióllica, que nos anos de 2017 e de 2018 apresentam um custo unitário de 320,30 €/MWh. Realça-se, contudo, que estas fontes de energia têm vindo a substituir gradualmente a produção térmica na ilha Graciosa sendo previsível que no ano de 2018 o grau de penetração das renováveis na ilha Graciosa atinja os 61%.

**Quadro 4-87 - Custos da energia elétrica adquirida**

		2016 real			2017 em 2017 (EDA)			Tarifas 2018		
		Energia	Custo unitário	Custo Total	Energia	Custo unitário	Custo Total	Energia	Custo unitário	Custo Total
		(MWh)	(€/MWh)	(EUR)	(MWh)	(€/MWh)	(EUR)	(MWh)	(€/MWh)	(EUR)
Aquisição ao SIA	Hídrica	30 722	97,09	2 982 828	29 540	98,20	2 900 845	29 987	100,10	3 001 719
	Geotermia	152 430	97,10	14 800 965	184 842	98,20	18 151 511	199 704	100,10	19 990 370
	Eólica	72 528	97,10	7 042 311	85 001	106,38	9 042 574	90 288	118,16	10 668 625
	Térmica	0	94,61	1	0	71,30	1	0	71,30	1
	Biogás + Resíduos + Fotovoltaica	8 538	80,81	689 987	15 058	100,08	1 506 985	17 063	150,67	2 570 893
Aquisição de microgeração	Eólica	2	419,71	824	2	341,88	675	2	392,60	777
	Fotovoltaica	473	252,37	119 335	479	378,46	181 354	481	400,52	192 493
	Outros	45	196,75	8 821	42	276,30	11 698	42	276,30	11 709
Total Energia Adquirida		264 737	96,87	25 645 072	314 966	100,95	31 795 642	337 567	107,94	36 436 587

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.

**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 2018-2020, tendo por base um mecanismo do tipo *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência.

O Quadro 4-88 apresenta a desagregação dos custos de exploração para tarifas 2017 e para tarifas 2018.

**Quadro 4-88 - Desagregação dos custos de exploração aceites pela ERSE**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2017	Tarifas 2018
<b>a</b>	<b>Custos de exploração sujeitos a eficiência</b>	<b>11 297</b>	<b>12 671</b>
<b>b</b>	<b>Custos com a operação e manutenção de equipamentos</b>	<b>8 764</b>	<b>9 272</b>
<b>c = 1 + 2</b>	<b>Outros combustíveis e lubrificantes, com exceção do custo com fuelóleo e gasóleo aceites pela ERSE:</b>	<b>931</b>	<b>810</b>
1	Lubrificantes	901	779
2	Amónia	30	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>1 897</b>	<b>2 498</b>
3	Custos com o transporte do fuelóleo entre os portos e as centrais	361	401
4	Custos com o CO2	1 536	2 097
<b>e = a+b+c+d</b>	<b>Custos de exploração aceites</b>	<b>22 888</b>	<b>25 251</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 licenças 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 (2 097 milhares de euros) têm implícitas as quantidades que a EDA prevê adquirir (280 311 ton) e o preço previsto para 2018 de 7,481 €/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 111º do Regulamento Tarifário em vigor, cujos valores se apresentam no Quadro 4-89.

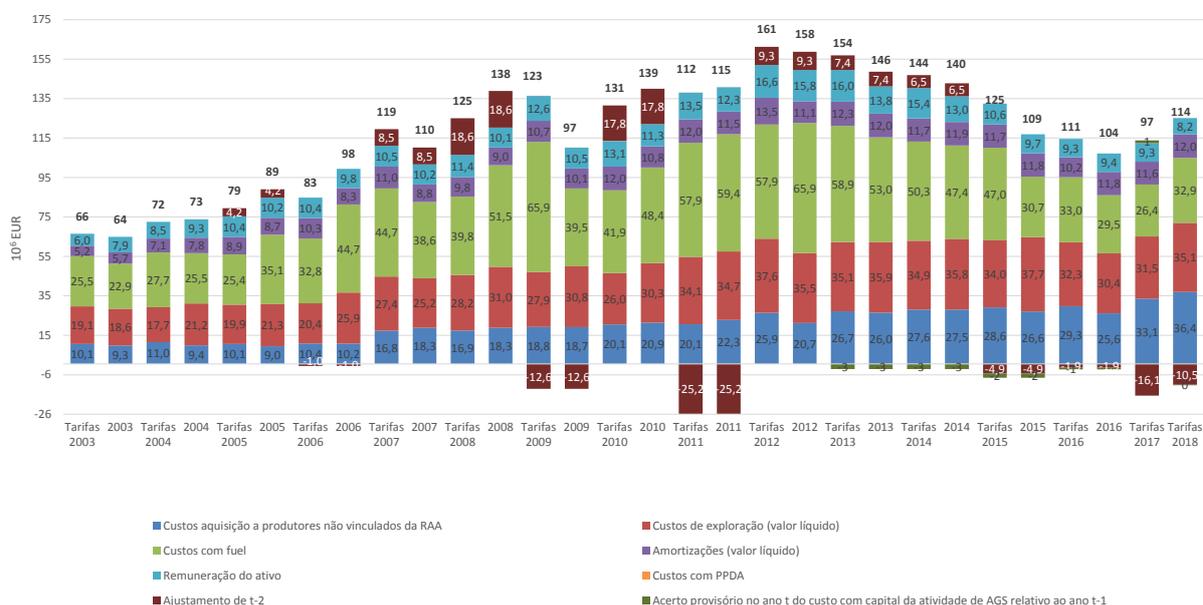
**Quadro 4-89 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
		Tarifas 2017	Tarifas 2018	Variação (%)
		(1)	(2)	[(2) - (1)]/(1)
1	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados da RAA	33 100	36 437	10,1%
2	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	11 618	11 991	3,2%
3	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	152 611	149 263	-2,2%
4	<i>taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)</i>	6,13	5,50	-10,2%
5	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	1 435	-260	-118,1%
6	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	11 297	12 671	12,2%
	<i>Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)</i>	2,20	1,08	-50,9%
	<i>Factor de eficiência sobre a base de custos (%)</i>	3,50		
7	Custos com a operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema aceites pela ERSE	8 764	9 272	5,8%
8	Custos com o fuel aceites pela ERSE	26 357	32 898	24,8%
9	Outros combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com o fuelóleo, aceites pela ERSE	9 522	10 662	12,0%
10	Custos com o transporte do fuelóleo dentro das ilhas e com o CO <sub>2</sub> aceites pela ERSE	1 897	2 498	31,7%
11	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativos ao ano t-2	16 056	10 512	-34,5%
<b>A=1+2+3+4/100+5+6+7+8+9+10-11</b>	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema</b>	<b>97 284</b>	<b>113 869</b>	<b>17,0%</b>
12	Emissão para a rede (MWh)	788 282	793 096	0,6%
<b>B=(A-10)/12</b>	<b>Proveitos permitidos por unidade emitida para a rede (exclui o ajustamentos de t-1 e de t-2) (€/MWh)</b>	<b>141,96</b>	<b>157,16</b>	<b>10,7%</b>
13	Desconto previsto por aplicação da tarifa social	-1 591	-1 332	-16,3%

Da análise do quadro verifica-se um acréscimo dos proveitos permitidos na ordem dos 17,0%. Não considerando os ajustamentos de t-2 e de t-1, a variação traduz-se no acréscimo dos proveitos unitários em 11,4%, em grande parte devido à diminuição dos ajustamentos de anos anteriores, no sentido de devolução à tarifa, e do acréscimo dos custos de aquisição de energia a produtores independentes.

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**



#### 4.6.1.2 AJUSTAMENTOS

##### AJUSTAMENTOS DE 2016

De acordo com o n.º 6 do artigo 111.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 14 de dezembro, o ajustamento em 2018 dos proveitos da atividade de AGS, relativos a 2016, é dado pela diferença entre os valores recuperados pela EDA no montante de 113 005 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 2016, de 104 057 milhares de euros (linha 1), adicionados do ajustamento resultante da convergência tarifária nacional, de 0 milhares de euros (linha 6). Este desvio é atualizado para 2018, aplicando-se as taxas EURIBOR a doze meses média, determinada com base em valores diários de 2016, acrescida de *spread* de 0,75% e EURIBOR a doze meses média, determinada com base em valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano 2017, acrescida de *spread* de 0,75%.

Os proveitos recuperados pela EDA em 2016 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 2016, no montante de 88 295 milhares de euros (linha 2);
- Compensação pela convergência tarifária de 24 711 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 4-90 permite comparar os valores verificados em 2016 com os proveitos permitidos no cálculo das tarifas de 2016 e calcular o ajuste a repercutir nas tarifas de 2018.

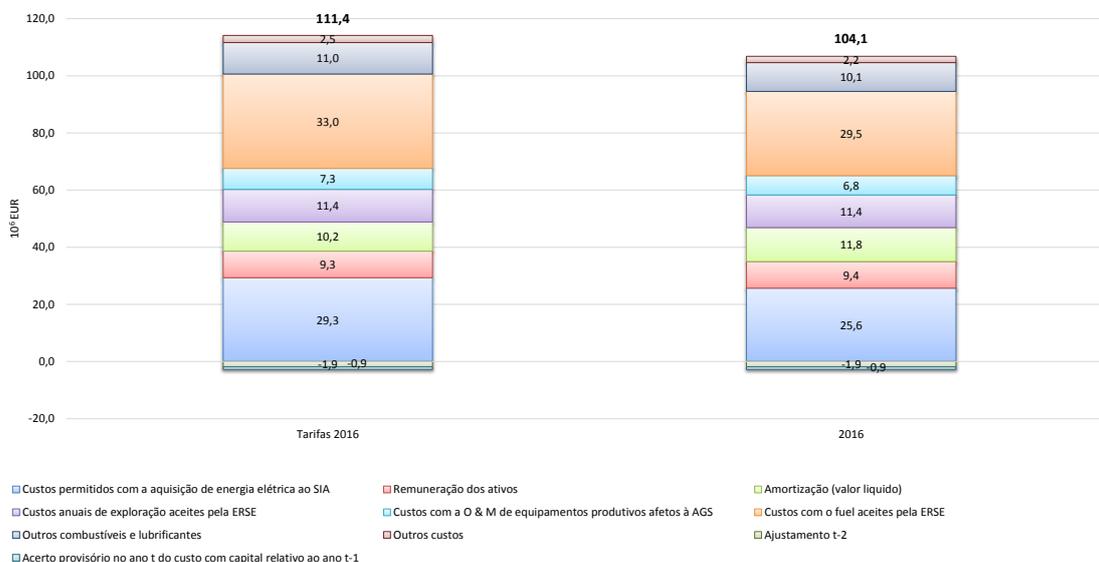
### Quadro 4-90 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema

		2016	Tarifas 2016	Diferença 2016 - Tarifas 2016	
		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	25 645	29 314	-3 669	-12,5%
b	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	11 840	10 177	1 663	16,3%
c	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	152 843	155 741	-2 898	-1,9%
d	taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	6,13	5,99		
e	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-865	-865	0	0,0%
f	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	11 446	11 446	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	6 772	7 343	-570	-7,8%
h	Custos com o fuel aceites pela ERSE	29 458	32 983	-3 525	-10,7%
i	Outros combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com o fuelóleo, aceites pela ERSE	10 104	11 042	-938	-8,5%
j	Custos com o transporte do fuelóleo dentro das ilhas e com o CO2 aceites pela ERSE	2 126	2 494	-368	-14,8%
k	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	58	0	58	-
l	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0	0	0	-
m	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativos ao ano t-2	1 891	1 891	0	0,0%
<b>1 = a+b+c*d/100+e+f+g+h+i+j+k+l-m</b>	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema</b>	<b>104 057</b>	<b>111 376</b>	<b>-5 530</b>	<b>-5,0%</b>
<b>2</b>	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	88 295			
<b>3</b>	Compensação relativa ao sobrecusto da AGS	24 711			
<b>4</b>	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>113 005</b>			
<b>6</b>	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAA	0			
<b>7=5-1+6</b>	Desvio de t-2	8 949			
<b>8</b>	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-2 + spread	0,715%			
<b>9</b>	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de t-1 + spread	0,610%			
<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>9 068</b>			
<b>11</b>	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	1 435			
<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>10 512</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 e do menor valor registado ao nível das aquisições de energia elétrica ao SIA. Estes fatores 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 2016 como em Tarifas de 2016, 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 2016, inferiores aos previstos em tarifas, em cerca de 12,5%. Tal é explicado pela diminuição das quantidades adquiridas, de cerca de 12,4%, e do custo unitário, de cerca de 0,2% (Quadro 4-91).

Quadro 4-91 - Custos com aquisição de energia elétrica ao SIA

	Quantidades (MWh)			Custo unitário aceite (€/MWh)			Custo Total (10 <sup>3</sup> EUR)		
	2016	T2016	Δ%	2016	T2016	Δ%	2016	T2016	Δ%
Hídrica	30 722	31 280	-1,8%	97,09	96,70	0,4%	2 983	3 025	-1,4%
Geotérmica	152 430	180 704	-15,6%	97,10	96,70	0,4%	14 801	17 474	-15,3%
Eólica	72 528	85 087	-14,8%	97,10	96,70	0,4%	7 042	8 228	-14,4%
Térmica	0	2	-99,4%	94,61	96,69	-2,2%	0	0	-99,4%
Biogás e Resíduos	8 538	4 701	81,6%	80,81	96,69	-16,4%	690	455	51,8%
<b>Microgeração</b>									
Eólica	2	2	22,0%	419,71	392,64	6,9%	1	1	30,4%
Fotovoltaica	473	358	32,0%	252,37	375,97	-32,9%	119	135	-11,4%
Ondas	45	23	91,1%	196,75	276,30	-28,8%	9	6	36,1%
<b>Total</b>	<b>264 737</b>	<b>302 157</b>	<b>-12,4%</b>	<b>96,87</b>	<b>97,05</b>	<b>-0,2%</b>	<b>25 645</b>	<b>29 323</b>	<b>-12,5%</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 4-92 apresenta a diferença entre os custos previstos e verificados, por tipo de combustível.

**Quadro 4-92 - Custos com combustíveis previstos e verificados**

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

	Tarifas 2016	2016 EDA real	2016 ERSE real	2016 EDA real/ Tarifas 2016	2016 ERSE real/ Tarifas 2016	2016 ERSE real/ 2016 EDA real
	(1)	(2)	(3)	(4) = [(2) - (1)] / (1)	(5) = [(3) - (1)] / (1)	(6) = [(3) - (2)] / (2)
	Unid: 10 <sup>3</sup> €			%		
Fuelóleo	32 983	29 726	29 458	-9,9%	-10,7%	-0,9%
Gasóleo	10 068	8 616	9 213	-14,4%	-8,5%	6,9%
Lubrificantes	946	857	857	-9,4%	-9,4%	0,0%
Amónia	28	33	33	18,3%	18,3%	0,0%
<b>Total</b>	<b>43 051</b>	<b>38 342</b>	<b>38 672</b>	<b>-10,9%</b>	<b>-10,2%</b>	<b>0,9%</b>

Observa-se que, em 2016, os custos com os combustíveis, aceites pela ERSE, foram inferiores aos previstos nas Tarifas 2016 em 10,2% (4 379 milhares de euros). O cálculo do ajustamento de 2016 foi efetuado tendo em conta a metodologia de custos de referência para a aquisição de combustíveis (fuelóleo e gasóleo), definida com vista a incentivar a empresa a adquirir os combustíveis a um preço mais eficiente. Este tema é desenvolvido no ponto seguinte.

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 documento, “*Study on Reference Costs and Setting Efficiency Targets in the fuel purchase activity*”, foi concluído em novembro de 2016. Com base no estudo, a ERSE determinou os 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 2016, a integrar no cálculo dos proveitos permitidos de 2018, incorporam os resultados do novo estudo, tal como havia sido referido nos documentos de proveitos dos anos anteriores.

O Quadro 4-93 apresenta o cálculo dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais.

**Quadro 4-93 - 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 2016 (t)	Custos eficientes de descarga e armazenamento (1º porto) €	Custos eficientes de descarga e armazenamento (2º porto) €	Custos eficientes 2016 (s/ custos transporte terrestre) €	Custo real (s/ custo transporte terrestre) €	Custos não aceites €
Santa Maria	237,685							
São Miguel	237,685		47 566	2 094 356		13 399 993	13 160 993	239 000
Terceira	237,685		33 125	1 584 338		9 457 716	10 044 855	-587 139
São Jorge	237,685							
Pico	237,685	284,347	8 441	338 074	292 265	3 030 630	3 138 094	-107 464
Faial	237,685	284,347	9 423	370 739	520 058	3 570 068	3 381 738	188 330
			98 555	4 387 507	812 323	29 458 407	29 725 680	-267 274

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 4-94.

**Quadro 4-94 - Custo com transporte do fuelóleo dentro das ilhas**

	2016		
	Quantidades ton	custo unitário €/ton	Total 10 <sup>6</sup> EUR
Central Termoeléctrica SMG	47 565,6	3,7	178
Central Termoeléctrica TER	33 125,2	4,0	132
Central Termoeléctrica PIC	8 441,4	5,7	48
Central Termoeléctrica FAI	9 422,6	5,9	55
<b>Total</b>			<b>413</b>

O Quadro 4-95 apresenta o cálculo dos custos eficientes associados ao gasóleo e comparação com os custos reais.

**Quadro 4-95 - Determinação dos custos eficientes associados ao gasóleo e comparação com os custos reais**

	Custo Unitário (matéria prima + transporte + margem comercialização) €/kg/l	Consumo 2016 (kg/l)	Custos eficientes de descarga e armazenamento €	Custos eficientes 2016 (s/ custos transporte terrestre) €	Custo real (s/ custo transporte terrestre) €	Custos não aceites €
Santa Maria	0,430	4 909 845	296 410	2 408 813	2 228 291	180 522
São Miguel	0,430	326 908	5 833	146 482	154 289	-7 807
Terceira	0,430	808 399	69 104	416 908	372 638	44 270
Graciosa	0,430	3 705 569	325 447	1 919 725	1 713 447	206 278
São Jorge	0,430	6 231 517	130 247	2 811 284	2 846 532	-35 247
Pico	0,430	262 576	119 642	232 612	121 643	110 969
Faial	0,430	461 752	72 126	270 789	213 430	57 360
Flores	0,430	1 583 037	128 781	809 864	744 848	65 016
Corvo	0,430	457 921		197 015	221 180	-24 165
		<b>18 747 524</b>	<b>1 147 589</b>	<b>9 213 493</b>	<b>8 616 297</b>	<b>597 195</b>

Refira-se que a aplicação do mecanismo de custos de referência à compra de gasóleo e de fuelóleo pela EDA, nos anos de 2015 e 2016, beneficiou o sistema em cerca de 3,2 milhões de euros.

#### Licenças de CO<sub>2</sub>

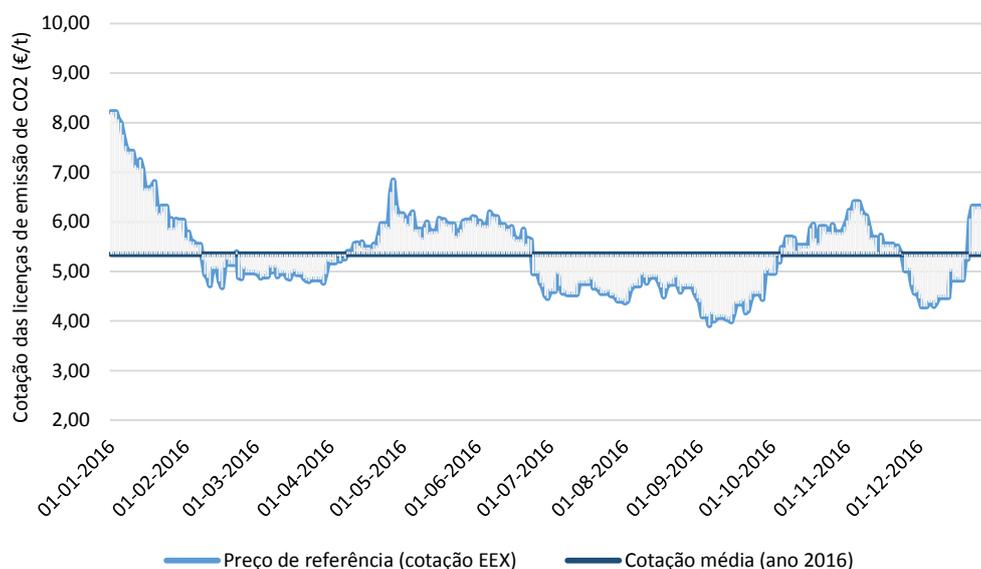
A ERSE estabeleceu na Diretiva n.º 2/2014 as atuais regras do mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, o qual se aplica às centrais geridas pela EDA - Electricidade dos Açores e EEM - Empresa de Electricidade da Madeira, respetivamente na Região Autónoma dos Açores (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 2016.

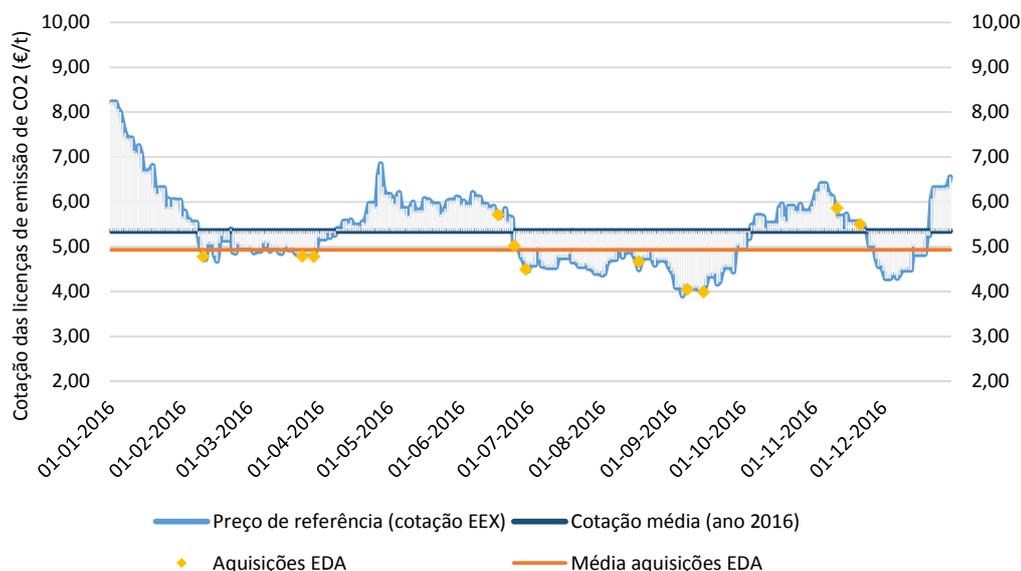
Relativamente ao mercado internacional de licenças de CO<sub>2</sub>, o valor médio das licenças de emissão, em 2016, foi de 5,35 €/ton CO<sub>2</sub>, obtido a partir de cotações em mercado secundário gerido pela European Energy Exchange (EEX).

**Figura 4-28 – Cotação das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> em mercado secundário (EEX), 2016**



Em 2016, as emissões verificadas para o conjunto das centrais geridas pela EDA - Electricidade dos Açores (Caldeirão, Belo Jardim, Santa Bárbara e Pico) ascendeu a 315 941 toneladas de CO<sub>2</sub>. No conjunto do ano, a empresa adquiriu licenças de emissão de 229 000 toneladas de CO<sub>2</sub>, que permitiram um grau de cobertura das emissões de 2016 de 72%. O custo global das licenças adquiridas em 2016 orçou em cerca de 1,129 milhões de euros, com um custo médio de aquisição de 4,93 €/ton CO<sub>2</sub>.

**Figura 4-29 – Custos de aquisição de licenças de emissão de CO<sub>2</sub> na RAA, 2016**



O valor médio de aquisição das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> adquiridas pela EDA em 2016 é inferior em 0,42 €/ton CO<sub>2</sub> à cotação média verificada em mercado secundário, pelo que o diferencial global de aquisição foi cerca de 133 mil euros inferior ao custo de referência estimado para o global do ano.

O custo variável global de aquisição reportado pela EDA foi de 22,9 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 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 2016, de 1,690 milhões de euros (315 941 toneladas valorizadas a 5,35 €/ton CO<sub>2</sub>), a que acrescem 1 896 euros relativos aos custos variáveis 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 2016 e no âmbito do mecanismo estabelecido com a Diretiva n.º 2/2014 da ERSE, é de 1 712 180,00 euros.

#### Ajustamento resultante da convergência tarifária nacional

O ajustamento resultante da convergência tarifária na Região Autónoma os 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 2016, este ajustamento foi de 0 milhares de euros.

#### Quadro 4-96 - Cálculo do ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR
		2016
1	Proveitos obtidos pela EDA por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aos fornecimentos a clientes finais da RAA	115 690
2	Proveitos obtidos por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das tarifas de Energia, tarifa de UGS e tarifa de URT	88 295
3	Proveitos obtidos pela aplicação aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.	24 917
4	Proveitos obtidos pela aplicação a clientes finais da concessionária da RAA das tarifas de Comercialização	2 479
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>0</b>

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

O Quadro 4-97 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de AGS.

**Quadro 4-97 - Movimentos no ativo líquido a remunerar**

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

	2016	Tarifas 2016	Desvio
	(1)	(2)	[(1) - (2)] / (2)
<b>Ativo Fixo Bruto</b>			
Saldo Inicial (1)	368 697	373 460	
Investimento Directo	1 437	2 495	
Transferência p/ exploração	1 898	9 347	
Reclassificações, alienações e abates	-395	-2 151	
Saldo Final (2)	371 637	383 152	-3,0%
<b>Amortização Acumulada</b>			
Saldo Inicial (3)	198 747	200 501	
Amortizações do Exercício	13 250	11 834	
Regularizações e abates	1 139	9 970	
Saldo Final (4)	213 136	222 305	-4,1%
<b>Comparticipações</b>			
Saldo inicial líquido (5)	12 088	11 990	
Comparticipações do ano	0	0	
Amortizações do ano	1 410	1 657	
Saldo Final (6)	10 678	10 333	3,3%
<b>Ativo líquido a remunerar</b>			
Valor de 2015 (7) = (1) - (3) - (5)	157 863	160 969	-1,9%
Valor de 2016 (8) = (2) - (4) - (6)	147 824	150 514	-1,8%
<b>Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2</b>	<b>152 843</b>	<b>155 741</b>	<b>-1,9%</b>

Na AGS, a variação do ativo a remunerar deve-se essencialmente ao facto do saldo final do ativo bruto, registado em 2016 ter sido inferior ao valor previsto em Tarifas de 2016. Este desvio decorre dum nível de investimento entrado em exploração mais baixo do que estava inicialmente previsto.

Taxa de remuneração

Refletindo a metodologia de indexação apresentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, o custo de capital referente ao período regulatório 2015-2017 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 do ano de aplicação da taxa. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2016 foi de 5,99%. 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 6,13%.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2015, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2016, no montante de -865 milhares de euros foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2016.

### Tarifa Social

De acordo com o n.º 6 do artigo 113.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 2016 e o desconto efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em 2016. A este montante é retirado o valor do ajustamento provisório já considerado em tarifas de t-1 (ano 2017). O valor resultante é atualizado para 2018 através da aplicação da aplicação da Euribor a 12 meses verificada em 2016, acrescida de um *spread* de 0,75 pontos percentuais, e da Euribor a 12 meses verificada até 15 de novembro de 2017, acrescida de um *spread* de 0,75 pontos percentuais. O valor do ajustamento por aplicação da tarifa social é de -191 milhares de euros, conforme se pode analisar no quadro seguinte.

**Quadro 4-98 - Ajustamento 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-2	666
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em t-2	287
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	379
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	572
E = D x (1 + it-1)	Valores provisórios relativos a t-2 considerados nas tarifas do ano t-1, atualizados para o ano t	575
$i_{t,2}$	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-2 + spread	0,715%
$i_{t,1}$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de t-1 + spread	0,610%
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	-191

### **AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2017**

#### **CAPEX**

Os proveitos permitidos de 2018 da atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2017, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2017. O valor total a devolver pela empresa, que decorre, da diminuição do valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações, bem como, do acréscimo ao nível da taxa de remuneração dos ativos em 0,21 p.p., é de 260 milhares de euros. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2018 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 4-99.

**Quadro 4-99 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS**

		10 <sup>3</sup> EUR		
		Tarifas 2017	2017 em 2017	Tarifas 2018
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	11 618	11 332	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	152 611	148 099	
3	Taxa de remuneração do activo fixo	6,13%	6,33%	
A = 1 + 2 x 3	Custo com capital afeto à atividade de AGS	20 967	20 709	
B = A (2016 em 2016) - A (Tarifas 2016)	Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de AGS, referente ao ano t-1			-258
$i_{t-10}$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de t-1 + spread			0,610%
C = (1 + $i_{t-10}$ ) x B	Ajustamento do custo com capital da atividade de AGS, referente ao ano t-1			-260

**TARIFA SOCIAL**

De acordo com o n.º 5 do artigo 113.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 14 de dezembro, o ajustamento provisório aos proveitos da concessionária do transporte e distribuição da RAA, por aplicação da tarifa social, é dado pela diferença entre os montantes estimados transferir pelo operador da rede de transporte do valor previsto da tarifa social para 2017 e o desconto estimado concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em 2017. Este montante é atualizado para 2018 através da aplicação da aplicação da Euribor a 12 meses verificada até 15 de novembro de 2017, acrescida de um *spread* de 0,75 pontos percentuais. O valor do ajustamento por aplicação da tarifa social é de 168 milhares de euros, conforme se pode analisar no quadro seguinte.

**Quadro 4-100 - Ajustamento provisório da tarifa social**

		10 <sup>3</sup> EUR
		<b>2017</b>
A	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-1	1 591
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em t-1	1 424
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	167
$i_{t-1}$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de t-1 + spread	0,610%
D = (1 + $i_{t-1}$ ) x 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	168

**4.6.2 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

As alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o período regulatório 2018-2020 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 2018 a 2020”, que acompanha este documento.

#### 4.6.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS

No Quadro 4-101 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 114º do Regulamento Tarifário em vigor.

**Quadro 4-101 - 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 2017	Tarifas 2018	Variação (%)
		(1)	(2)	[(2) - (1)]/(1)
1	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	9 940	10 327	3,9%
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	201 626	199 004	-1,3%
3	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	6,48	5,75	-11,2%
4	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1	-1 051	-364	-65,4%
5	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos	12 975	13 312	2,6%
6	Rendas de concessão dos municípios em BT	4 734	4 783	1,0%
7	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE relativos ao ano t-2	136	-4 117	-3127,3%
<b>A = 1+2*3/100 +4+5+6-7</b>		<b>39 519</b>	<b>43 619</b>	<b>10,4%</b>
8	Energia Distribuída (MWh)	735 667	740 102	0,6%
<b>B = (A+7)/8</b>		<b>53,90</b>	<b>53,37</b>	<b>-1,0%</b>
1'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	4 778	4 963	3,9%
2'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	122 037	120 988	-0,9%
3'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	6,48	5,75	
4'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	-339	-294	-13,2%
5' = 6'+7'*8'+9'*10'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	4 793	5 136	7,2%
6'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 358	2 568	8,9%
7'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em MT (milhares de €/MWh)	0,00448	0,00452	
8'	Indutor de custos - energia fornecida MT (MWh)	280 192	284 215	1,4%
9'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição em MT (milhares de €/cliente)	1,54918	1,67485	
10'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	761	767	0,7%
11'	Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	2,20	1,08	
12'	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	2,00	0,00	
13'	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	-21 596	-3 631	-83,2%
<b>C = 1'+2'*3'/100+4'+5'-13'</b>		<b>38 731</b>	<b>20 393</b>	<b>-47,3%</b>
1"	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	5 162	5 364	3,9%
2"	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	79 589	78 017	-2,0%
3"	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	6,48	5,75	
4"	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	-712	-70	-90,2%
5" = 6"+7"*8"+9"*10"	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	8 183	8 176	-0,1%
6"	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	4 049	4 089	1,0%
7"	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de €/MWh)	0,00456	0,00448	
8"	Indutor de custos - energia fornecida BT (MWh)	455 474	455 887	0,1%
9"	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de €/cliente)	0,01670	0,01654	
10"	Indutor de custos BT (nº médio de clientes)	123 030	123 604	0,5%
11"	Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	2,20	1,08	
12"	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	2,00	0,00	
13"	Rendas de concessão dos municípios em BT	4 734	4 783	
14"	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	21 732	-487	-102,2%
<b>D = 1"+2"*3"/100+4"+5"+13"-14"</b>		<b>788</b>	<b>23 225</b>	<b>2847,1%</b>
<b>E = C+D</b>		<b>39 519</b>	<b>43 619</b>	<b>10,4%</b>

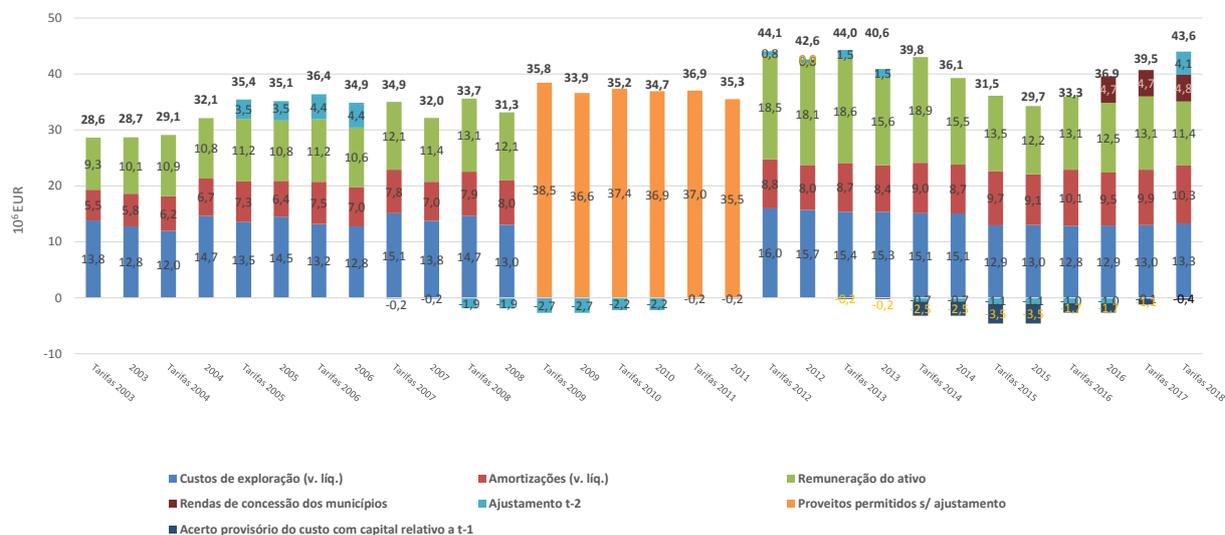
Destaca-se, a inclusão dos valores das rendas de concessão dos municípios em BT, no cumprimento do disposto na Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março. Prevê-se que em 2018 o valor das rendas na Região Autónoma dos Açores ascenda a cerca de 4,8 milhões de euros.

A Figura 4-30 evidencia a decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA, entre 2003 e 2018. 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 2018 apresentam um acréscimo de 10% relativamente às tarifas de 2017. Excluindo os ajustamentos de t-2 e de t-1, os proveitos permitidos apresentam um decréscimo de 2,1% relativamente ao ano anterior. A principal razão deste decréscimo resulta da redução da taxa de remuneração dos ativos.

**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.

No período regulatório de 2018 a 2020, a atividade de DEE da EDA passou a incluir um mecanismo de incentivo ao investimento em redes inteligentes. Este incentivo constitui uma rúbrica autónoma dos proveitos desta atividade, que é calculada com informação real dos projetos que se candidatarem e forem aceites pela ERSE como elegíveis para receber este incentivo. Os montantes deste incentivo dependem dos custos dos investimentos e dos benefícios proporcionados para o Sistema Elétrico dos Açores, tendo o incentivo uma duração de 6 anos para cada projeto em redes inteligentes que for aceite. Tendo em conta que o incentivo foi introduzido na recente revisão regulamentar, de momento não existem candidaturas ou projetos já aceites para a Região Autónoma dos Açores, pelo que o correspondente valor para efeitos do cálculo tarifário de 2018 é nulo. A descrição do incentivo ao investimento em redes inteligentes e os parâmetros adotados para o próximo período regulatório são apresentados no documento “Parâmetros de Regulação para o período 2018-2020”.

#### 4.6.2.2 AJUSTAMENTOS

##### **AJUSTAMENTOS DE 2016**

De acordo com o n.º 4 do artigo 114.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 14 de dezembro, o ajustamento em 2018 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativos a 2016, é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2016 e os que resultam da aplicação da fórmula básica definida no n.1.º do artigo 105.º aos valores realmente verificados em 2016.

No Quadro 4-102 apresentam-se os parâmetros utilizados para o cálculo dos proveitos permitidos de 2016, bem como os parâmetros dos proveitos recalculados em 2015, por nível de tensão. O ajustamento de 2016 da atividade de DEE a repercutir nos proveitos permitidos de 2018 é de -4 117 milhares de euros<sup>56</sup> resultante de um ajustamento em MT de -3 631 milhares de euros e em BT de -487 milhares de euros.

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

- -12 001 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2016 por aplicação das tarifas do Continente no total de 24 917 milhares de euros (26 792 milhares de euros em MT (linha 4) e -1 875 milhares de euros em BT (linha 12)) e os proveitos a proporcionar

---

<sup>56</sup> Um ajustamento negativo significa um montante a pagar à empresa.

em 2016, definidos em 2017, no total de 36 917 milhares de euros (39 695 milhares de euros em MT (linha 3) e -2 778 milhares de euros em BT (linha 11)).

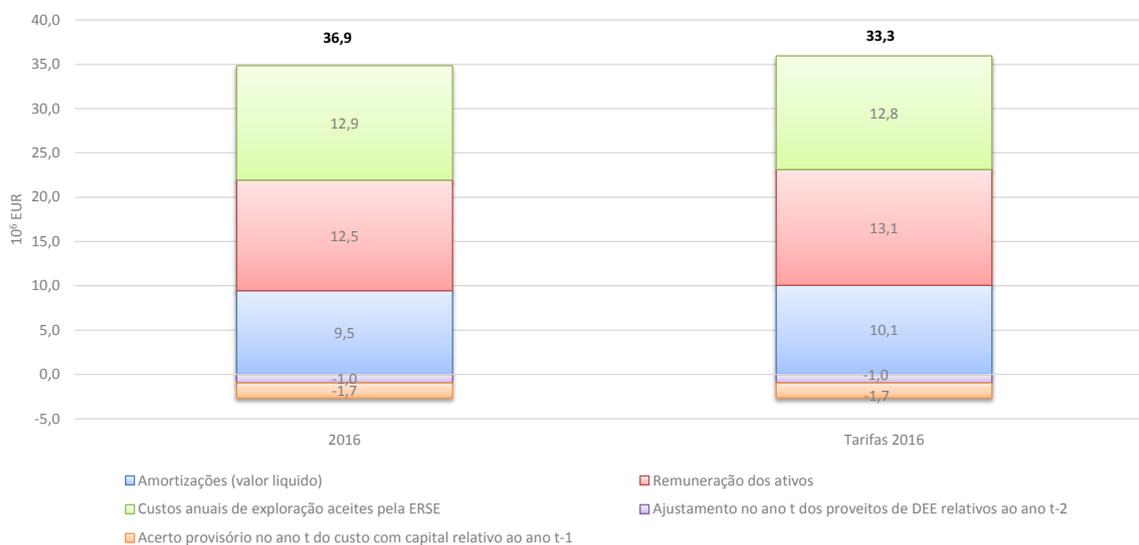
- 8 981 milhares de euros (9 657 milhares de euros em MT (linha 5) e -676 mil euros em BT (linha 13)) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de DEE.
- -1 051 milhares de euros (-339 milhares de euros em MT (linha 9) e -712 milhares de euros em BT (linha 17)) relativos à anulação do acerto provisório do custo com capital considerado em t-1.

**Quadro 4-102 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica**

		2016	Tarifas 2016	Diferença 2016 - Tarifas 2016	
		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 comparticipados	9 466	10 070	-604	-6,0%
b	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	192 610	205 788	-13 178	-6,4%
c	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	6,48	6,34		
d	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1	-1 684	-1 684		
e	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos	12 910	12 841	69	0,5%
f	Rendas de concessão dos municípios em BT	4 706			
g	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	3			
h	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE relativos ao ano t-2	957	957		
<b>1= a+b*c/100+d+e+f+g-h</b>	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica</b>	<b>36 917</b>	<b>33 323</b>	<b>3 594</b>	<b>10,8%</b>
i	Energia Distribuída (MWh)	730 176	714 028		
<b>2=1/i</b>	<b>Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)</b>	<b>51,87</b>	<b>48,01</b>	<b>4</b>	<b>8,0%</b>
<i>tx t-2</i>	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-2 + spread	0,715%			
<i>tx t-1</i>	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de t-1 + spread	0,610%			
a'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	4 561	4 754	-193	-4,1%
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	114 840	120 801	-5 960	-4,9%
c'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	6,48	6,34		
d'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	-1 034	-1 034		
e'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	4 790	4 726	64	1,4%
f'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 353	2 353		
g'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em MT (milhares de €/MWh)	0,00447	0,00447		
h'	Indutor de custos - energia fornecida MT (MWh)	282 124	265 641	16 484	6,2%
i'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição em MT (milhares de €/cliente)	1,54614	1,54614		
j'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	760	766	-6	-0,8%
k'	Taxa de inflação (PIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	0,82%	0,82%		
l'	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	2,00%	2,00%		
m'	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	1	0		
n'	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	-23 940	-23 940		
<b>3= a'+b'*c'/100+d'+e'+m'-n'</b>	<b>Proveitos Permitidos em MT</b>	<b>39 695</b>	<b>40 049</b>	<b>-353</b>	<b>-0,9%</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	26 792			
5	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em MT	9 657			
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>36 449</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>-3 290</b>			
9	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1 em MT	-339			
<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>-3 631</b>			
a''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	4 905	5 315	-410	-7,7%
b''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	77 770	84 987	-7 217	-8,5%
c''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	6,48	6,34		
d''	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	-650	-650		
e''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	8 119	8 115	4	0,1%
f''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	4 041	4 041		
g''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de €/MWh)	0,00455	0,00455		
h''	Indutor de custos - energia fornecida BT (MWh)	448 051	448 387	-336	-0,1%
i''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de €/cliente)	0,01667	0,01667		
j''	Indutor de custos BT (nº médio de clientes)	122 235	121 892	344	0,3%
k''	Taxa de inflação (PIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	0,82%	0,82%		
l''	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	2,00%	2,00%		
m''	Rendas de concessão dos municípios em BT	4 706	0	4 706	
n''	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	2	0		
o''	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	24 897	24 897		
<b>11= a''+b''*c''/100+d''+e''+m''+n''-o''</b>	<b>Proveitos Permitidos em BT</b>	<b>-2 778</b>	<b>-6 725</b>	<b>3 947</b>	<b>-58,7%</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	-1 875			
13	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em BT	-676			
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>-2 551</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>230</b>			
17	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1, em BT	-712			
<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>-487</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>-4 117</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 2016, relativamente ao valor previstos em tarifas de 2016, deve-se essencialmente à redução ocorrida ao nível do CAPEX, como resultado da redução do valor médio dos ativos a remunerar em 6,4% e das amortizações em 6,0%.

#### Energia elétrica entregue pelas redes de distribuição

Em 2016, a taxa de crescimento da procura de eletricidade na RAA cresceu cerca de 1,4% relativamente a 2015.

O Quadro 4-103 apresenta o desvio nas quantidades entregues pelas redes de MT e de BT, relativamente ao previsto nas tarifas de 2016, que se situaram em 6,2% e em -0,1%, respetivamente.

**Quadro 4-103 - Energia entregue pelas redes da distribuição**

Unidade: MWh

	Real 2016	Tarifas 2016	Diferença 2016 - Tarifas 2016	
Redes de MT	282 124	265 641	16 484	6,2%
Redes de BT	448 051	448 387	-336	-0,1%
<b>Total</b>	<b>730 176</b>	<b>714 028</b>	<b>16 148</b>	<b>2,3%</b>

Número médio de clientes

O Quadro 4-104 apresenta o número médio de clientes, considerado no cálculo de tarifas para 2016 e o verificado, tanto em MT como em BT.

**Quadro 4-104 - Número médio de clientes**

	Real 2016	Tarifas 2016	Diferença 2016 - Tarifas 2016	
Clientes MT	760	766	-6	-0,8%
Clientes BT	122 235	121 892	344	0,3%
<b>Total</b>	<b>122 995</b>	<b>122 658</b>	<b>338</b>	<b>0,3%</b>

O desvio no número de clientes em MT e BT, relativamente ao previsto nas tarifas de 2016, situou-se em -0,8% e em 0,3%, respetivamente.

Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar

O Quadro 4-105 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de DEE.

**Quadro 4-105 - Movimentos no ativo líquido a remunerar**

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

	2016	Tarifas 2016	Desvio	
	(1)	(2)	[(1) - (2)] / (2)	
<b>Ativo Fixo Bruto</b>				
<b>Saldo Inicial (1)</b>	<b>416 581</b>	<b>431 618</b>		
Investimento Directo	1 626	1 147		
Transferências para Exploração	9 661	18 519		
Reclassificações, alienações e abates	-1 088	11		
<b>Saldo Final (2)</b>	<b>426 780</b>	<b>451 296</b>	<b>-5,4%</b>	
<b>Amortização Acumulada</b>				
<b>Saldo Inicial (3)</b>	<b>176 263</b>	<b>183 529</b>		
Amortizações do Exercício	12 725	13 371		
Regularizações	-1 352	10		
<b>Saldo Final (4)</b>	<b>187 635</b>	<b>196 910</b>	<b>-4,7%</b>	
<b>Comparticipações</b>				
<b>Saldo inicial líquido (5)</b>	<b>46 990</b>	<b>46 525</b>		
Comparticipações do ano	3 522	1 152		
Amortização do ano	3 259	3 301		
Regularizações				
<b>Saldo Final (6)</b>	<b>47 253</b>	<b>44 375</b>	<b>6,5%</b>	
<b>Ativo líquido a remunerar</b>				
Valor de 2015	(7) = (1) - (3) - (5)	193 329	201 565	-4,1%
Valor de 2016	(8) = (2) - (4) - (6)	191 892	210 011	-8,6%
<b>Ativo líquido médio</b>	<b>(9) = [(7) + (8)]/2</b>	<b>192 610</b>	<b>205 788</b>	<b>-6,4%</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 referente ao período regulatório 2015-2017 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 do ano de aplicação da taxa. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2016 foi de 6,34%. 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 6,48%.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2015, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2016, no montante de -1 684 milhares de euros (-1 034 milhares de euros em MT e -650 milhares de euros em BT), foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2016.

#### AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2017

Os proveitos permitidos de 2018 da atividade de Distribuição de Energia Elétrica incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2017, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2017. O valor total a devolver pela empresa, de 364 milhares de euros, decorre, sobretudo, do acréscimo das taxas de remuneração, superiores em cerca de 0,21 p.p.. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2018 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1<sup>57</sup> é o que se apresenta no Quadro 4-106.

**Quadro 4-106 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE**

Ajustamento DEE MT				10 <sup>3</sup> EUR
		Tarifas 2017	2017 em 2017	Tarifas 2018
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	4 778	4 676	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	122 037	115 435	
3	Taxa de remuneração do ativo fixo	6,48%	6,68%	
A=1+2x3	Custo com capital afeto à atividade de DEE MT	12 681	12 389	
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			-292
i <sub>t-10</sub>	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de t-1 + spread			0,610%
C=(1+i <sub>t-10</sub> )x B	Ajustamento do custo com capital da atividade de DEE MT, referente ao ano t-1			-294

Ajustamento DEE BT				10 <sup>3</sup> EUR
		Tarifas 2017	2017 em 2017	Tarifas 2018
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	5 162	5 107	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	79 589	76 923	
3	Taxa de remuneração do ativo fixo	6,48%	6,68%	
A=1+2x3	Custo com capital afeto à atividade de DEE BT	10 316	10 247	
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			-69
i <sub>t-10</sub>	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de t-1 + spread			0,610%
C=(1+i <sub>t-10</sub> )x B	Ajustamento do custo com capital da atividade de DEE BT, referente ao ano t-1			-70

#### 4.6.3 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o período regulatório 2018-2020 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>57</sup> Um desvio negativo significa um valor a devolver ao sistema.

A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar à atividade de Comercialização de Energia Elétrica encontra-se no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”, que acompanha este documento.

#### 4.6.3.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição na RAA na atividade de Comercialização de Energia Elétrica é dado pela expressão contida no n.º 1 do Artigo 115º do Regulamento Tarifário em vigor.

No Quadro 4-107 são apresentados os valores considerados para o cálculo.

**Quadro 4-107 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA**

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

		Tarifas 2017 (1)	Tarifas 2018 (2)	Varição (%) [(2) - (1)]/(1)
1	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	471	405	-14,1%
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	4 191	4 008	-4,4%
3	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	6,48	5,75	
4	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização relativo ao ano t-1	56	-159	-380,9%
5	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	6 257	6 595	5,4%
6	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	20	-38	-289,3%
<b>A = 1+2*3/100 +4+5-6</b>	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica</b>	<b>7 036</b>	<b>7 110</b>	<b>1,1%</b>
7	Energia Fomecida (MWh)	735 667	740 102	0,6%
<b>B = (A+6)/7</b>	<b>Proveitos permitidos por unidade fornecida (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)</b>	<b>9,59</b>	<b>9,55</b>	<b>-0,4%</b>
1'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	41	30	-27,8%
2'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	355	304	-14,2%
3'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	6,48	5,75	
4'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em MT relativo ao ano t-1	16	-23	-246,3%
5' = 6'+7''8'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	284	309	8,9%
6'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT	142	155	8,9%
7'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em MT (milhares de €/cliente)	0,18655	0,20171	
8'	Indutor de custos (nº médio de clientes)	761	767	0,7%
9'	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	974	8	-99,2%
<b>C = 1'+2''3'/100+4' +5'-9'</b>	<b>Proveitos Permitidos em MT</b>	<b>-610</b>	<b>325</b>	<b>-153,3%</b>
1''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	430	375	-12,8%
2''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	3 836	3 704	-3,4%
3''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	6,48	5,75	
4''	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em BT relativo ao ano t-1	41	-135	-433,6%
5'' = 6''+7'''8''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	5 973	6 286	5,2%
6''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT	2 964	3 143	6,0%
7''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em BT (milhares de €/cliente)	0,02445	0,02543	
8''	Indutor de custos (nº médio de clientes)	123 030	123 604	0,5%
9''	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-954	-46	-95,2%
<b>D = 1''+2'''3''/100 +4''+5'''-9''</b>	<b>Proveitos Permitidos em BT</b>	<b>7 646</b>	<b>6 784</b>	<b>-11,3%</b>
<b>E = C+D</b>	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica</b>	<b>7 036</b>	<b>7 110</b>	<b>1,1%</b>

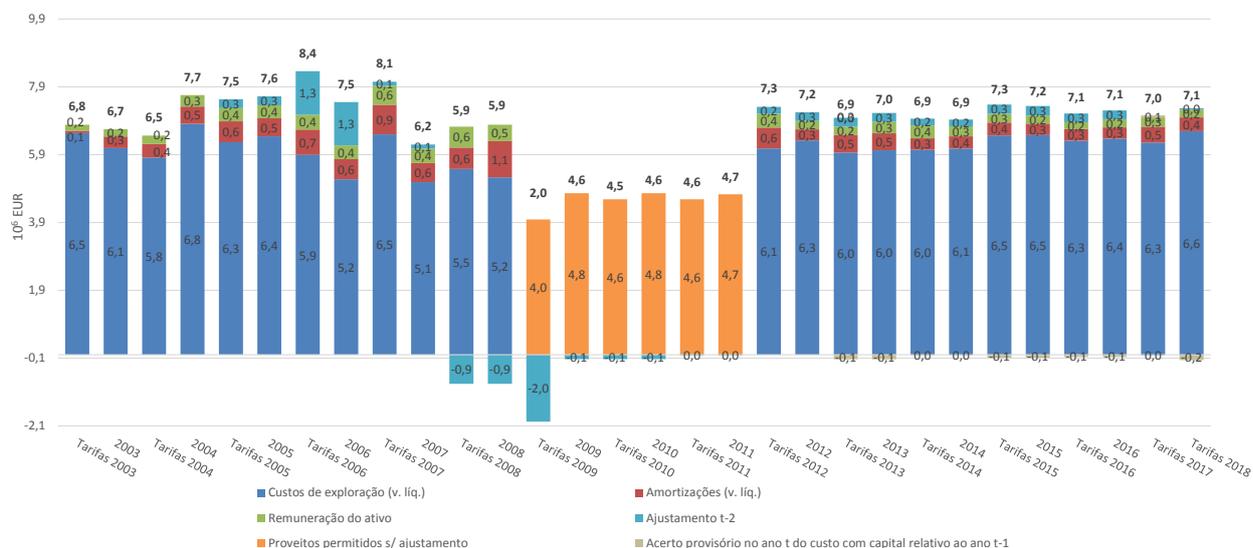
Os proveitos permitidos propostos pela ERSE, para as tarifas de 2018, apresentam um acréscimo na ordem dos 1,1% relativamente ao valor de tarifas de 2017. Excluindo os ajustamentos de t-2 e de t-1, os proveitos permitidos apresentam um acréscimo de 3,3%.

A Figura 4-32 demonstra a decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA entre 2003 e 2018. 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**



#### 4.6.3.2 AJUSTAMENTOS

##### AJUSTAMENTOS DE 2016

De acordo com o n.º 4 do artigo 115.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 14 de dezembro, 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.º 1.º do artigo 106.º aos valores realmente verificados em 2016.

O Quadro 4-108 apresenta o ajustamento dos proveitos da atividade de CEE em 2016, apurado por nível de tensão. Em MT, é apurado um ajustamento de 8 milhares de euros e em BT de -46 milhares de euros, perfazendo um ajustamento de -38 milhares de euros<sup>58</sup> na atividade de CEE. No quadro são comparados os valores verificados em 2016 com os valores estimados em 2015 no cálculo das tarifas de 2016, por nível de tensão.

<sup>58</sup> Um ajustamento negativo significa um montante a receber pela empresa.

**Quadro 4-108 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica**

		2016	Tarifas 2016	Diferença 2016 - Tarifas 2016	
		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 compartilhados	329	347	-17	-5,0%
b	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	3 793	3 141	652	20,8%
c	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	6,48	6,34		
d	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização relativo ao ano t-1	-61	-61		
e	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	6 320	6 312	7	0,1%
f	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	54		54	-
g	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-258	-258		
<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>7 146</b>	<b>7 055</b>	<b>91</b>	<b>1%</b>
tx t-2	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-2 + spread	0,715%			
tx t-1	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de t-1 + spread	0,610%			
g	Energia Fomecida (MWh)	730 176	714 028		
<b>2=1/g</b>	<b>Proveitos permitidos por unidade fornecida (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)</b>	<b>9,43</b>	<b>9,52</b>		
a'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos compartilhados	17	20	-3	-14,8%
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	248	209	39	18,9%
c'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	6,48	6,34		
d'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em MT relativo ao ano t-1	-7	-7		
e'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	287	289	-1	-0,4%
f'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	144	144		
g'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em MT (milhares de EUR/cliente)	0,189014	0,189014		
h'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	760	766	-6	-0,8%
i'	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	21	0	21	-
j'	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-300	-300		
<b>3= a'+b'*c'/100 +d'+e'+f'-j'</b>	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT</b>	<b>635</b>	<b>615</b>	<b>20</b>	<b>3%</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	220			
5	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em MT	406			
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>627</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>-8</b>			
9	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de CEE relativo ao ano t-1, em MT	16			
<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>8</b>			
a''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos compartilhados	312	326	-14	-4,4%
b''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	3 545	2 932	613	20,9%
c''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	6,48	6,34		
d''	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em BT relativo ao ano t-1	-55	-55		
e''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	6 032	6 024	9	0,1%
f''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT	3 003	3 003		
g''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em BT (€/cliente)	0,02478	0,02478		
h''	Indutor de custos (nº médio de clientes)	122 235	121 892	344	0,3%
i''	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	33	0	33	-
j''	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	42	42		
<b>11= a''+b''*c''/100 +d''+e''+f''-j''</b>	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT</b>	<b>6 511</b>	<b>6 440</b>	<b>71</b>	<b>1,1%</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	2 258			
13	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em BT	4 167			
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>6 425</b>	<b>7 055</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>-86</b>			
17	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de CEE relativo ao ano t-1, em BT	41			
<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>-46</b>			
<b>19=10+18</b>	<b>Ajustamento em 2015 dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, relativos a 2013</b>	<b>-38</b>			

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

- -4 667 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2016 por aplicação das tarifas do Continente no total de 2 479 milhares de euros (220 mil euros em MT (linha 4) e 2 258 milhares de euros em BT (linha 12)) e os proveitos a proporcionar em 2016, definidos em 2016 no total de 7 146 milhares de euros (635 mil euros em MT (linha 3) e 6 511 milhares de euros em BT (linha 11)).
- 4 573 milhares de euros (406 milhares de euros em MT (linha 5) e 4 167 milhares de euros em BT (linha 13)) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de CEE.
- 56 mil euros (16 mil euros em MT (linha 9) e 41 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 4-109 apresenta o número médio de clientes da EDA considerado em 2015 para cálculo das tarifas de 2016 e o número ocorrido em 2016.

**Quadro 4-109 - Número médio de clientes**

	Real 2016	Tarifas 2016	Diferença 2016 - Tarifas 2016	
Cientes MT	760	766	-6	-0,8%
Cientes BT	122 235	121 892	344	0,3%
<b>Total</b>	<b>122 995</b>	<b>122 658</b>	<b>338</b>	<b>0,3%</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 referente ao período regulatório 2015-2017 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 do ano de aplicação da taxa. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2016 foi de 6,48%. 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 2016, no montante de -61 milhares de euros (-7 milhares de euros em MT e -55 milhares de euros em BT), foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2016.

**AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2017**

Os proveitos permitidos de 2018 da atividade de Comercialização de Energia Elétrica incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2017, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2017. O valor total a devolver pela empresa, que decorre do decréscimo ocorrido ao nível dos ativos a remunerar, é de 159 milhares de euros. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2018 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1<sup>59</sup> é o que se apresenta no Quadro 4-110.

<sup>59</sup> Um desvio negativo significa um valor a devolver ao sistema.

**Quadro 4-110 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE**

Ajustamento CEE MT				10 <sup>3</sup> EUR
		Tarifas 2017	2017 em 2017	Tarifas 2018
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	41	24	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	355	249	
3	Taxa de remuneração do ativo fixo	6,48%	6,68%	
A = 1 + 2 x 3	Custo com capital afeto à atividade de CEE MT	64	41	
B = A (2016 em 2016) - A (Tarifas 2016)	Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de CEE MT, referente ao ano t-1			-23
$i_{t-10}$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de t-1 + spread			0,610%
C = (1 + $i_{t-10}$ ) x B	Ajustamento do custo com capital da atividade de CEE MT, referente ao ano t-1			-23

Ajustamento CEE BT				
		Tarifas 2017	2017 em 2017	Tarifas 2018
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	430	312	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	3 836	3 476	
3	Taxa de remuneração do ativo fixo	6,48%	6,68%	
A = 1 + 2 x 3	Custo com capital afeto à atividade de CEE BT	679	544	
B = A (2016 em 2013) - A (Tarifas 2016)	Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de CEE BT, referente ao ano t-1			-135
$i_{t-10}$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de t-1 + spread			0,610%
C = (1 + $i_{t-10}$ ) x B	Ajustamento do custo com capital da atividade de CEE BT, referente ao ano t-1			-135

**4.6.4 PROVEITOS PERMITIDOS À EDA**

No Quadro 4-111 encontram-se sintetizados os proveitos permitidos para 2018 para cada uma das atividades reguladas da concessionária do transporte e distribuição na RAA.

**Quadro 4-111 - Proveitos permitidos à EDA**

	Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
	Tarifas 2017	Tarifas 2018	T2018 / T2017
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	97 284	113 869	17,0%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	39 519	43 619	10,4%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 036	7 110	1,1%
<b>Proveitos permitidos da EDA</b>	<b>143 839</b>	<b>164 597</b>	<b>14,4%</b>

Verifica-se um acréscimo dos proveitos permitidos na ordem dos 14,4%. As atividades que contribuíram mais para esta evolução foram a atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, com um acréscimo de 17,0% e a atividade de Distribuição de Energia Elétrica, com um acréscimo de 10,4%.

Não considerando os ajustamentos definitivos de 2016 e provisórios de 2017, observa-se um acréscimo dos proveitos em 7,6%.

**Quadro 4-112 - Proveitos permitidos à EDA, excluindo ajustamentos de t-2 e de t-1**

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

	Tarifas 2017	Tarifas 2018	T2018 /T2017
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	111 905	124 641	11,4%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	40 707	39 865	-2,1%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	6 999	7 230	3,3%
<b>Proveitos permitidos da EDA</b>	<b>159 611</b>	<b>171 736</b>	<b>7,6%</b>

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

No Quadro 4-113 apresenta-se o sobrecusto por atividade da concessionária do transporte e distribuição na RAA.

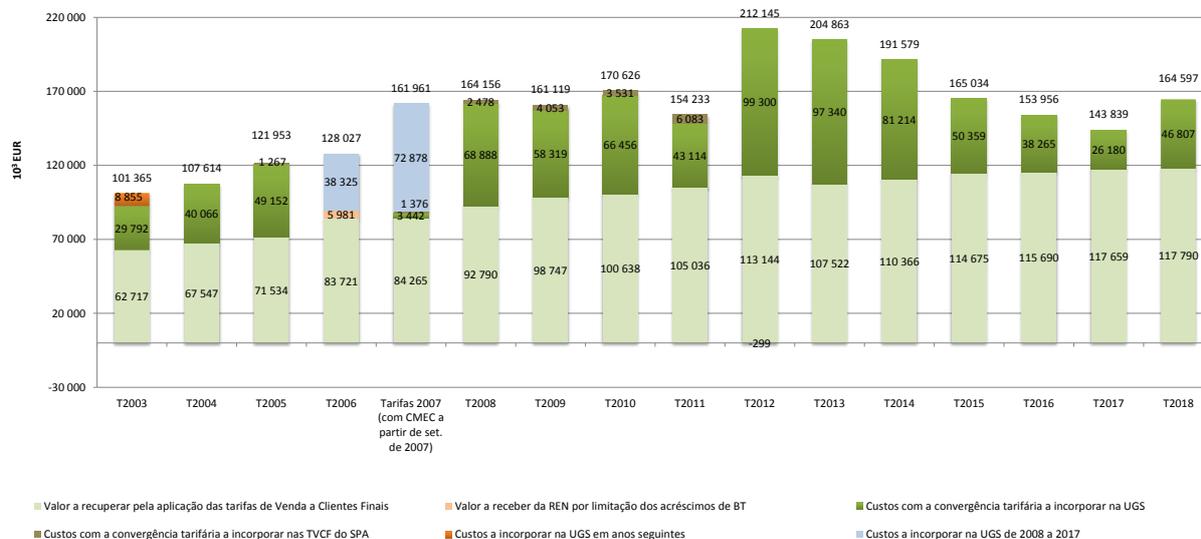
**Quadro 4-113 - Custo com a convergência tarifária da RAA**

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

		Tarifas 2017	Tarifas 2018
<b>A=1-2-3</b>	<b>Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema na RAA</b>	<b>7 350</b>	<b>20 828</b>
1	Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	97 284	113 869
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	89 935	93 041
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>14 314</b>	<b>21 670</b>
4	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	39 519	43 619
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	25 205	21 949
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>4 517</b>	<b>4 309</b>
7	Proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 036	7 110
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	2 519	2 801
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>26 180</b>	<b>46 807</b>

A Figura 4-34 apresenta a decomposição dos proveitos permitidos da EDA de 2003 a 2018.

Figura 4-34 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EDA de 2003 a 2018



Observa-se que o valor dos custos com a convergência tarifária incluído nas tarifas de 2018 é superior ao verificado nos dois anos anteriores, 2016 e 2017. Esta evolução reflete, em parte, o impacto do aumento dos preços dos combustíveis na Região Autónoma dos Açores, e a inclusão no ajustamento aos proveitos de 2016 dos custos das rendas de concessão, que não estavam previstos aquando do cálculo das tarifas de 2016.

#### 4.6.6 PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ATIVIDADE NA REGIÃO AUTÓNOMA DO AÇORES EM 2018

O Quadro 4-114 apresenta os proveitos a proporcionar por atividade na Região Autónoma dos Açores para Tarifas 2018.

**Quadro 4-114 - Proveitos permitidos em 2016 e ajustamentos em 2018, na RAA**

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

	Proveitos a proporcionar em 2016, definidos em 2015 (Tarifas 2016)	Proveitos recuperados em 2016, por aplicação das tarifas do Continente	Convergência Tarifária de 2016	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 2016, definidos em 2018	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	Ajustamento a repercutir em 2018 (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 2018
	(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	111 376	88 295	24 711	0	0	104 057	0	9 068	1 444	10 512
Distribuição de Energia Elétrica	33 323	24 917	8 981	0		36 917		-3 060	-1 058	-4 117
Comercialização de Energia Elétrica	7 055	2 479	4 573	0		7 146		-95	57	-38
<b>Proveitos permitidos à EDA</b>	<b>151 755</b>	<b>115 690</b>	<b>38 265</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>148 120</b>	<b>0</b>	<b>5 913</b>	<b>443</b>	<b>6 356</b>

Tendo em conta que, os proveitos recuperados (153 956 milhares de euros) durante 2016 pela EDA são superiores ao previsto (151 755 milhares de euros) em cerca de 1,5%, e que os proveitos permitidos aceites pela ERSE para 2016 (148 120 milhares de euros) são cerca de 2,4% inferiores aos calculados para Tarifas 2016, o desvio de 2016 atinge os 5 836 milhares de euros. A este montante acresce o acerto provisório no CAPEX efetuado em Tarifas 2016 (443 milhares de euros).

O ajustamento a pagar pela EDA em 2018 relativamente ao ano de 2016 atualizado para 2018 será de 6 356<sup>60</sup> milhares de euros.

#### **4.7 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.

Para o período regulatório 2018-2020, 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 é apresentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”, que acompanha este documento.

Em seguida descrevem-se e justificam-se as decisões tomadas pela ERSE respeitante às atividades reguladas da EEM, tendo em vista a elaboração das tarifas para 2018.

#### **TAXA DE REMUNERAÇÃO DAS ATIVIDADES DA EEM**

De acordo com a decisão da ERSE fundamentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”, que acompanha este documento, 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 2018-

---

<sup>60</sup> Um ajustamento positivo significa valor a pagar pela empresa.

2020, são indexadas à evolução das OT's da República Portuguesa a 10 anos. Para o ano de 2018 as taxas a aplicar à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão Global do Sistema, à atividade de Distribuição de Energia Elétrica e à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, são de 5,50%, 5,75% e de 5,75%, respetivamente.

#### 4.7.1 ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

A metodologia de regulação da atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema (AGS) manteve-se no período regulatório 2018-2020, com um mecanismo do tipo *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência ao nível do OPEX, enquanto ao nível do CAPEX se mantém 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 as componentes de aquisição, transporte, descarga e armazenamento.

A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar à atividade de AGS encontra-se no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”, que acompanha o presente documento.

##### 4.7.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

###### **CUSTOS DE EXPLORAÇÃO LÍQUIDOS DE PROVEITOS SUJEITOS A METAS DE EFICIÊNCIA**

Conforme referido, a metodologia de regulação dos custos de exploração na atividade de AGS manteve-se no período de regulação 2018-2020, com base num mecanismo do tipo *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência.

Para tarifas 2018, o valor considerado para a rubrica de custos de exploração líquidos de proveitos sujeitos a metas de eficiência encontra-se explicado no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”.

###### **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 período regulatório 2012-2014 determinadas ocorrências obrigaram à revisão do mecanismo para a aquisição de fuelóleo. Acresce, também, que a ERSE ao impor metas de eficiência apenas aos custos com a aquisição de fuelóleo, poderia 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 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 de 2016.

Com base nos resultados da aplicação da metodologia resultante do referido estudo, para os anos de 2015, 2016 e estimativas para 2017, a ERSE entendeu haver necessidade de rever alguns parâmetros aplicados nesses anos. Assim no documento “Parâmetros de Regulação para o período 2018-2020”, que acompanha este documento, referem-se as alterações introduzidas nos mecanismos de aceitação dos custos com combustíveis nas Regiões Autónomas.

O Quadro 4-115 apresenta os valores aceites para a EEM com a aquisição de fuelóleo, em 2018.

#### Quadro 4-115 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo para tarifas de 2018

	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) EUR/t	Consumo 2018 (t)	Custo fixo por entrega (EUR)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos previstos eficientes 2018 EUR
Madeira	313,525	51 536		221 260	16 379 061
Porto Santo	303,235	6 396	252 000		2 191 488
		<b>57 932</b>	<b>252 000</b>	<b>221 260</b>	<b>18 570 549</b>

O Quadro 4-116 apresenta os valores aceites para a EEM com a aquisição de gasóleo, em 2018.

**Quadro 4-116 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo para tarifas de 2018**

	Custo Unitário (preço Europa + biodiesel + transporte + margem comercialização) EUR/l	Consumo 2018 (l)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos previstos eficientes 2018 EUR
Madeira	0,540	969 839	27 357	550 755
Porto Santo	0,540	1 789 021	9 729	975 220
		<b>2 758 860</b>	<b>37 085</b>	<b>1 525 975</b>

O Quadro 4-117 apresenta os valores aceites para a EEM com a aquisição de gás natural, em 2018.

**Quadro 4-117 - Determinação do preço de gás natural implícito no cálculo para tarifas de 2018**

	Custo unitário EUR/MWh térmico (1)	Consumo 2018 (t/kl / MWh térmico) (2)	Custos previstos eficientes 2018 EUR (1) * (2)
Madeira	38,44	379 330	14 581 230

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 4-118 - Custos aceites com outros combustíveis e lubrificantes em 2018**

	Custo médio unitário	Quantidades	Custo total anual (EUR)
Óleo Eur/kl	1 508,15	419,69	632 956
Biofuel Eur/kl	580,58	8,01	4 653
<b>Outros custos com combustíveis e lubrificantes</b>			<b>637 608</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 2018 aceitou o valor de 3 065 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.

A partir de 2016, a EEM passou igualmente a centralizar a aquisição de licenças de CO<sub>2</sub> necessárias para cobrir as emissões da central térmica do Caniçal, na medida em que a AIE delegou na EEM o direito ao ressarcimento dos custos assumidos com a aquisição de licenças do CO<sub>2</sub> junto do Sistema Elétrico Nacional.

Deste modo, e tendo em conta que (i) a EEM prevê adquirir 259 000 licenças (apenas as necessárias tendo em atenção as emissões previstas para esse ano), e a AIE prevê a necessidade de 131 340 licenças e (ii) tendo sido utilizado para valorização destas licenças o preço previsto para 2018 de 7,48 EUR/t, foi aceite para o cálculo dos proveitos permitidos o montante de 2 920 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 AGS, é dado pela expressão contida no n.º 1 do Artigo 118.º do Regulamento Tarifário em vigor. O Quadro 4-119 apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2018, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2017.

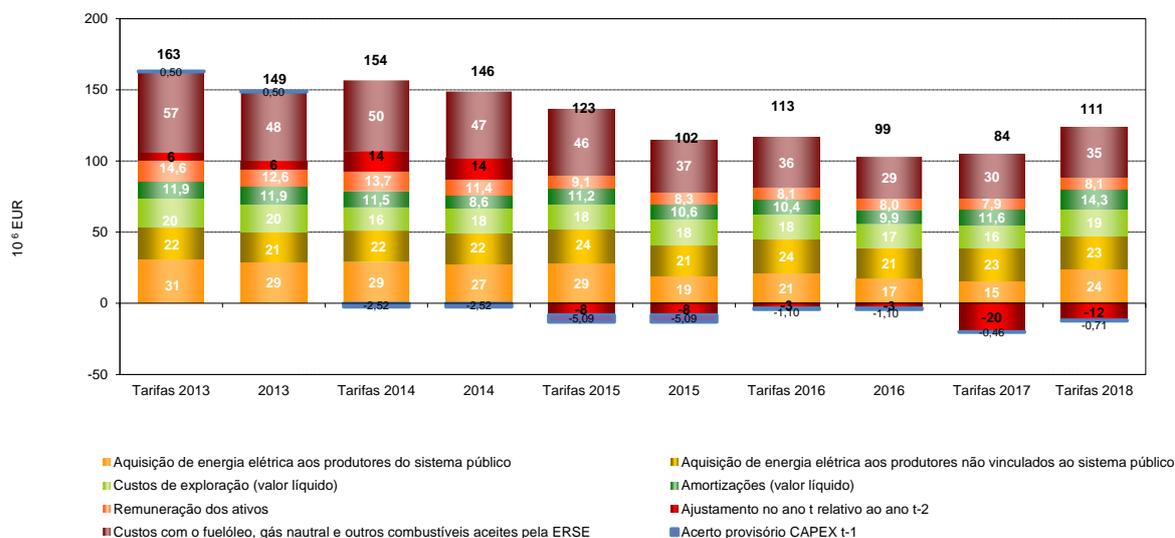
**Quadro 4-119 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
		Tarifas 2017	Tarifas 2018	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
a	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos activos participados	11 590	14 288	23,3%
b	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e participações	128 893	147 422	14,4%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (%)	6,13%	5,50%	-0,63 p.p.
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-465	-707	52,2%
e	Custos com a aquisição de energia elétrica aos produtores do sistema público da RAM	15 474	23 909	54,5%
f	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados ao sistema público da RAM	23 232	23 194	-0,2%
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	12 541	13 007	3,7%
h	Custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, aceites pela ERSE	1 966	3 065	55,9%
i	Custos com o fuelóleo aceites pela ERSE	14 831	18 571	25,2%
j	Outros custos com combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com fuelóleo, previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE	15 506	16 745	8,0%
k	Custos previstos para o ano t, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	1 484	2 920	96,8%
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	19 902	11 752	-40,9%
<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>84 154</b>	<b>111 349</b>	<b>32,3%</b>
2	Emissão para a rede (MWh)	876 481	867 712	-1,0%
<b>3 = (1 + m) / 2</b>	<b>Proveitos permitidos por unidade emitida para a rede (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)</b>	<b>118,72</b>	<b>141,87</b>	<b>19,5%</b>
	<b>Desconto previsto com a aplicação da Tarifa Social</b>	<b>-2 007</b>	<b>-797</b>	<b>-</b>

Pela análise do Quadro 4-119, verifica-se que o nível dos proveitos permitidos para 2018 regista um aumento, de cerca de 32%, face ao nível dos valores aceites nas tarifas para 2017. Excluindo os ajustamentos relativos a t-2, os proveitos permitidos unitários para 2018 apresentam um aumento na ordem dos 19,5%. Este acréscimo decorre, principalmente, da evolução do custo unitário de aquisição de energia de origem térmica resultante da recuperação do preço do petróleo nos mercados internacionais.

A figura infra apresenta, para os anos de 2013 a 2018, os proveitos permitidos aceites para tarifas e os proveitos reais aceites de 2013 a 2016. A comparação entre o valor do ano de 2016 aceite pela ERSE e o valor das tarifas de 2016 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.

O valor da energia elétrica adquirida e o valor dos combustíveis representam, em conjunto, cerca de 67% do total dos proveitos permitidos de 2018 (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.

#### 4.7.1.2 AJUSTAMENTOS

##### AJUSTAMENTOS DE 2016

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 aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 14 de dezembro.

O Quadro 4-120 apresenta as variáveis para o cálculo do ajustamento dos proveitos da atividade de AGS relativos ao ano de 2016, a repercutir em 2018. São igualmente apresentados nas secções seguintes, os parâmetros usados para o cálculo dos proveitos permitidos da atividade de AGS para 2016.

O desvio de 2016 é decomposto pelas seguintes parcelas:

- -1 169 milhares de euros (linha 3), resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2016 por aplicação das tarifas no Continente (97 467 milhares de euros) (linha 2) e os proveitos a proporcionar em 2016, definidos em 2017 (98 635 milhares de euros) (linha1).
- +13 328 milhares de euros (linha 4) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de AGS.
- -100 mil euros (linha 6) referentes ao ajustamento resultante da convergência tarifária nacional.
- -467 milhares de euros (linha 10) relativos à anulação do acerto provisório do custo com capital considerado em t-1, acrescido de juros.

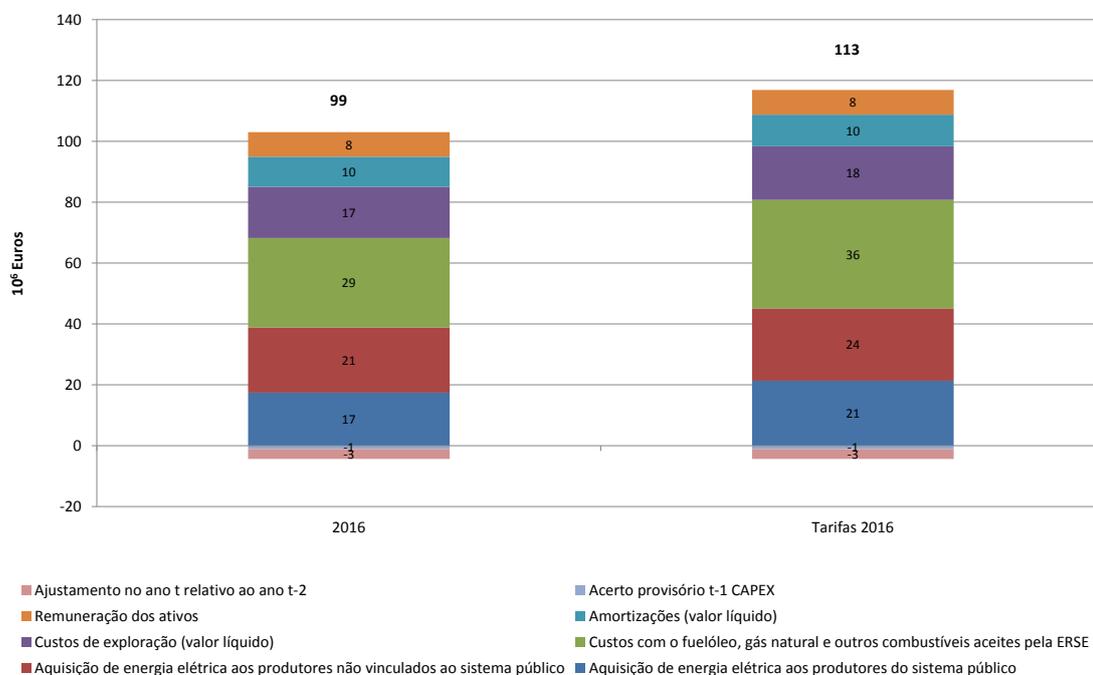
#### Quadro 4-120 - Cálculo do ajustamento na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema

		2016	Tarifas 2016	Diferença 2016 - Tarifas 2016	
		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	9 901	10 369	-468	-4,5%
b	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e participações	131 044	135 554	-4 510	-3,3%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (%)	6,13%	5,99%	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	-1 104	0	-
e	Custos com a aquisição de energia elétrica ao SPM	17 414	21 328	-3 914	-18,3%
f	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica ao SIM	21 466	23 796	-2 330	-9,8%
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	12 517	12 517	0	0,0%
i	Custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, aceites pela ERSE	2 615	3 265	-650	-19,9%
j	Custos com o fuelóleo aceites pela ERSE	15 724	19 141	-3 417	-17,9%
k	Outros custos com combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com fuelóleo, previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE	13 621	16 494	-2 873	-17,4%
l	Custos estimados para o ano t, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	1 699	1 857	-157	-8,5%
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	3 246	3 246	0	-
<b>1 = a + b * c + d + e + f + g + h + i + j + k + l + m - n</b>		<b>98 635</b>	<b>112 541</b>	<b>-13 905</b>	<b>-12,4%</b>
2	<b>Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente</b>	<b>97 467</b>			
3 = 2 - 1	Diferença entre Proveitos recuperados e Proveitos permitidos	-1 169			
4	Compensação relativa ao sobrecusto de AGS	13 328			
5	Custo da convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM	0			
6	Ajustamento resultante da convergência tarifária nacional	-100			
7	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária t-2 + spread	0,715%			
8	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	0,610%			
9 = $\frac{3 + 4 + 5 + 6}{1 + (7/100) + (8/100)}$	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativo a t-2</b>	<b>12 220</b>			
10	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1, acrescido de juros	-467			
11 = 9 + 10	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativo a t-2</b>	<b>11 752</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 2016 como em Tarifas de 2016, 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 os maiores desvios.

**Figura 4-36 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS**



#### Custos com a aquisição de energia elétrica ao SPM

No Quadro 4-121 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 de aquisição de energia de origem térmica, face aos valores de tarifas para 2016.

**Quadro 4-121 - Custos com a Aquisição de Energia Elétrica aos outros produtores do SPM**

	2016	Tarifas 2016	Desvio (2016-Tarifas 2016)	
			Valor	%
Aquisição de Energia Elétrica ao SPM (MWh)	192 262	192 000	262	0,1%
Preço Médio (€/MWh)	90,6	111,1	-20,5	-18,5%
<b>Custo Total (10<sup>3</sup> EUR)</b>	<b>17 414</b>	<b>21 328</b>	<b>-3 914</b>	<b>-18,3%</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 2016 com os aceites para tarifas para 2016.

**Quadro 4-122 - Custos Permitidos com a Aquisição de Energia Elétrica ao SIM**

	2016	Tarifas 2016	Desvio (2016-Tarifas 2016)	
			Valor	%
Aquisição de Energia Elétrica ao SIM (MWh)	157 027	164 856	-7 829	-4,7%
Preço Médio (€/MWh)	136,7	144,3	-7,6	-5,3%
<b>Custo Total (10<sup>3</sup> EUR)</b>	<b>21 466</b>	<b>23 796</b>	<b>-2 330</b>	<b>-9,8%</b>

Assistiu-se a um ligeiro decréscimo dos custos com a aquisição de energia elétrica ao SIM, explicado pela diminuição, de cerca de 5%, do preço médio da energia proveniente de outras fontes em regime especial, bem como pela diminuição, na mesma ordem de grandeza, das quantidades adquiridas. 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 4-123 é analisada a aquisição de energia elétrica desagregando-a por tipo de produção em regime especial, comparando os valores verificados em 2016 com os valores das tarifas para 2016.

**Quadro 4-123 - Aquisição de Energia Elétrica ao SIM**

	2016					Tarifas 2016					Variação 2016/Tarifas 2016		
	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	151 719	5 309	157 027	21 466	136,7	160 296	4 560	164 856	23 796	144,3	-4,7%	-9,8%	-5,3%
Térmica													
Fuel													
Gasóleo													
Hídrica	3 825	0	3 825	421	110,1	4 457	0	4 457	495	111,0	-14,2%	-14,9%	-0,8%
Eólica	82 478	1 591	84 069	7 243	86,2	87 585	1 000	88 585	7 624	86,1	-5,1%	-5,0%	0,1%
Geotérmica													
Outros	65 416	3 718	69 133	13 802	199,6	68 254	3 560	71 814	15 678	218,3	-3,7%	-12,0%	-8,6%
RSU	35 566	0	35 566	3 045	85,6	37 714	0	37 714	3 921	104,0	-5,7%	-22,4%	-17,7%
Fotovoltaica	24 550	3 169	27 719	9 160	330,5	25 185	3 000	28 185	9 516	337,6	-1,7%	-3,7%	-2,1%
Microprodução	5 300	549	5 849	1 597	273,1	5 355	560	5 915	2 240	378,7	-1,1%	-28,7%	-27,9%

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 4-124 - Comparação entre os custos com os combustíveis em 2016 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	15 724	19 141	15 006	4,8%	-17,9%	-21,6%	
Gasóleo	1 152	1 518	1 242	-7,2%	-24,1%	-18,2%	
Óleo + Amónia + Biofuel	663	933	663	0,0%	-28,9%	-28,9%	
Gás Natural	11 806	14 043	10 619	11,2%	-15,9%	-24,4%	
<b>Total</b>	<b>29 345</b>	<b>35 635</b>	<b>27 529</b>	<b>6,6%</b>	<b>-17,7%</b>	<b>-22,7%</b>	

Observa-se que, em 2016, os custos com os combustíveis, aceites pela ERSE, foram inferiores aos previstos nas Tarifas 2016 em 18%. Recorde-se que no ajustamento de 2016 foi, pelo segundo ano, 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

O Quadro 4-125 apresenta os valores com fuelóleo aceites para a EEM no ajustamento aos custos de 2016.

**Quadro 4-125 - Determinação dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais de 2016**

	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) €/t	Consumo 2016 (t)	Custo fixo por entrega (€)	Custos eficientes de descarga e armazenamento €	Custos eficientes 2016 €	Custo real €	Custos não aceites €
Madeira	242,277	57 169		231 451	14 082 259	13 316 866	765 393
Porto Santo	231,987	6 353	168 000		1 641 903	1 688 697	-46 794
		<b>63 523</b>	<b>168 000</b>	<b>231 451</b>	<b>15 724 162</b>	<b>15 005 563</b>	<b>718 599</b>

O Quadro 4-126 apresenta os valores com gasóleo aceites para a EEM no ajustamento aos custos de 2016.

**Quadro 4-126 - Determinação dos custos eficientes associados ao gasóleo e comparação com os custos reais de 2016**

	Custo Unitário (preço Europa + biodiesel + transporte + margem comercialização) EUR/l	Consumo 2016 (l)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos eficientes 2016 EUR	Custo real EUR	Custos não aceites EUR
Madeira	0,429	974 968	28 101	446 187	497 898	-51 711
Porto Santo	0,429	1 623 017	9 729	705 711	743 923	-38 213
		<b>2 597 985</b>	<b>37 830</b>	<b>1 151 898</b>	<b>1 241 822</b>	<b>-89 924</b>

O Quadro 4-127 apresenta os valores com gás natural aceites para a EEM no ajustamento aos custos de 2016.

**Quadro 4-127 - Determinação dos custos eficientes associados ao gás natural e comparação com os custos reais de 2016**

	Custo unitário EUR/MWh térmico	Consumo 2016 (t/kl / MWh térmico)	Custos eficientes de descarga e armazenamento €	Custos eficientes 2016 €	Custo real EUR/MWh térmico	Custos não aceites €
Madeira	33,84	316 939	1 081 581	11 806 126	10 618 567	1 187 559

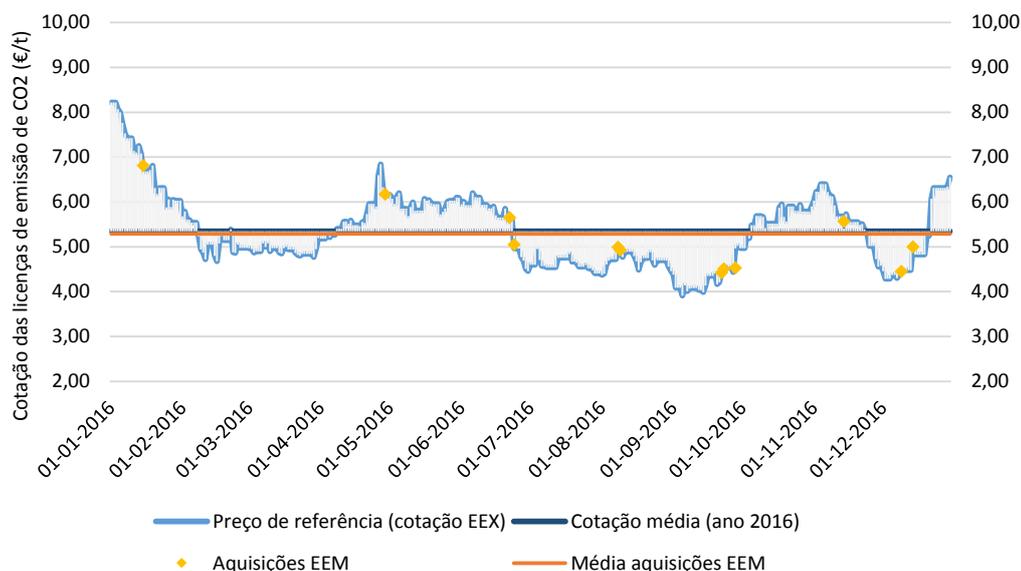
Licenças de CO<sub>2</sub>

Em 2016, as emissões verificadas para o conjunto das centrais geridas (direta ou indiretamente) pela EEM - Empresa de Electricidade da Madeira (Vitória, Porto Santo e Caniçal) corresponderam a 299 281 toneladas de CO<sub>2</sub>, das quais 34 275 foram adquiridas licenças pela EEM, em virtude da necessidade da AIE<sup>61</sup> adquirir as licenças necessárias para cobrir as emissões de CO<sub>2</sub> referente à central termoelétrica do Caniçal, depois de utilizadas todas as licenças de emissão de CO<sub>2</sub> gratuitas, ao abrigo do Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão de CO<sub>2</sub> (PNALE).

No conjunto do ano, a empresa adquiriu licenças correspondentes a 302 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 1,597 milhões de euros, com um custo médio de aquisição de 5,29 €/ton CO<sub>2</sub>.

<sup>61</sup> Atlantic Island Electricity.

**Figura 37 – Custos de aquisição de licenças de emissão de CO<sub>2</sub> na RAM, 2016**



O valor médio de aquisição das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> adquiridas pela EEM em 2016 foi inferior à cotação média em mercado secundário em 0,06 €/ton CO<sub>2</sub>. Nesse sentido, o custo global de aquisição foi cerca de 17 mil euros inferior ao custo de referência estimado para o global do ano.

Os custos fixos de transação reportados pela EEM para a negociação efetuada em 2016 foi de 25 288 euros, superior ao valor máximo previsto no incentivo (20 mil euros). O custo variável global de aquisição reportado pela EEM foi de 30,2 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 2016, de 1,601 milhões de euros (299,2 mil toneladas valorizadas a 5,35 €/ton CO<sub>2</sub>), a que acrescem 1 796 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 2016 e no âmbito do mecanismo estabelecido com a Diretiva n.º 2/2014 da ERSE, é de 1 622 949,044 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 4-128 - Movimentos no ativo líquido a remunerar**

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

	2016 (1)	Tarifas 2016 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
<b>Investimento a custos técnicos</b>	6 097	47 734	-87,2%
<b>Ativo Fixo Bruto</b>			
Saldo Inicial (1)	439 623	442 153	
Investimento Direto	915	10 174	
Transferências para Exploração	2 243	889	
Reclassificações, alienações e abates	-8	0	
<b>Saldo Final (2)</b>	<b>442 772</b>	<b>453 215</b>	<b>-2,3%</b>
<b>Amortização Acumulada</b>			
Saldo Inicial (3)	293 002	293 201	
Amortizações do Exercício	11 461	12 237	
Regularizações	-8	0	
<b>Saldo Final (4)</b>	<b>304 455</b>	<b>305 439</b>	<b>-0,3%</b>
<b>Comparticipações</b>			
Saldo inicial líquido (5)	12 205	12 205	
Comparticipações do ano	0	3 080	
Amortização do ano	1 560	1 868	
<b>Saldo Final (6)</b>	<b>10 645</b>	<b>13 417</b>	<b>-20,7%</b>
<b>Ativo líquido a remunerar</b>			
Valor de 2015 (7) = (1) - (3) - (5)	134 416	136 747	-1,7%
Valor de 2016 (8) = (2) - (4) - (6)	127 672	134 360	-5,0%
<b>Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2</b>	<b>131 044</b>	<b>135 554</b>	<b>-3,3%</b>

O desvio verificado entre o investimento previsto em tarifas e o efetivamente realizado em 2016, à semelhança do sucedido em 2015, 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 taxa de remuneração final para a aplicar à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão Global do Sistema é de 6,13%.

Tarifa Social

De acordo com o n.º 6 do artigo 112.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 14 de dezembro, 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 2016 e o desconto efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAM em 2016. A este montante é retirado o valor do ajustamento provisório já considerado em tarifas de t-1 (ano 2017).

O valor resultante é atualizado para 2018 através da aplicação da aplicação da Euribor a 12 meses verificada em 2016, acrescida de um *spread* de 0,75 pontos percentuais e da Euribor a 12 meses verificada até 15 de novembro de 2017, acrescida de um *spread* de 0,75 pontos percentuais. O valor do ajustamento por aplicação da tarifa social pode analisar-se no quadro seguinte.

#### Quadro 4-129 – Ajustamento 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-2	873
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAM em t-2	672
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	201
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	6
$i_{t,2}$	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-2 + spread	0,715%
$i_{t,1}$	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	0,610%
$E = C \times (1 + i_{t,2}) \times (1 + i_{t,1}) - [D \times (1 + i_{t,1})]$	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	198

#### AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2017

##### CAPEX

Os proveitos permitidos de 2018 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2017, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2017. O valor total a devolver ao sistema decorre do decréscimo verificado ao nível do valor médio dos ativos fixos e das respetivas amortizações. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2018 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 4-130.

**Quadro 4-130 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS**

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

AGS		Ajust t-1 para considerar em proveitos		
		Tarifas 2017	2017 em 2017	Tarifas 2018
1	Amortização dos ativos fixos	11 590	10 920	
2	Valor médio dos ativos fixos	128 893	124 190	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	6,13%	6,33%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à AGS	19 486	18 783	
B=A (T2016) - A (2016 em 2016)	Ajustamento sem juros			-703
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			0,610%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			-707

**TARIFA SOCIAL**

De acordo com o n.º 5 do artigo 112.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 14 de dezembro, 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 2017 e o desconto previsto conceder pela concessionária do transporte e distribuição da RAM em 2017. Este montante é atualizado para 2018 através da aplicação da EURIBOR a 12 meses verificada até 15 de novembro de 2017, acrescida de um *spread* de 0,75 pontos percentuais.

O valor do ajustamento por aplicação da tarifa social pode analisar-se no quadro seguinte.

**Quadro 4-131 - Ajustamento provisório da tarifa social**

10<sup>3</sup> EUR

		2017
A	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-1	2 007
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAM em t-1	2 347
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	-340
$i_{t-1}$	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	0,610%
D = (1 + $i_{t-1}$ ) x 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	-342

**4.7.2 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

As alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o período regulatório 2018-2020 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 da base de custos sujeita a metas de eficiência, bem como da definição de metas de 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 2018 a 2020”, que acompanha o presente documento.

#### 4.7.2.1 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 121º do Regulamento Tarifário em vigor. O quadro infra apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2018, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2017.

**Quadro 4-132 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM**

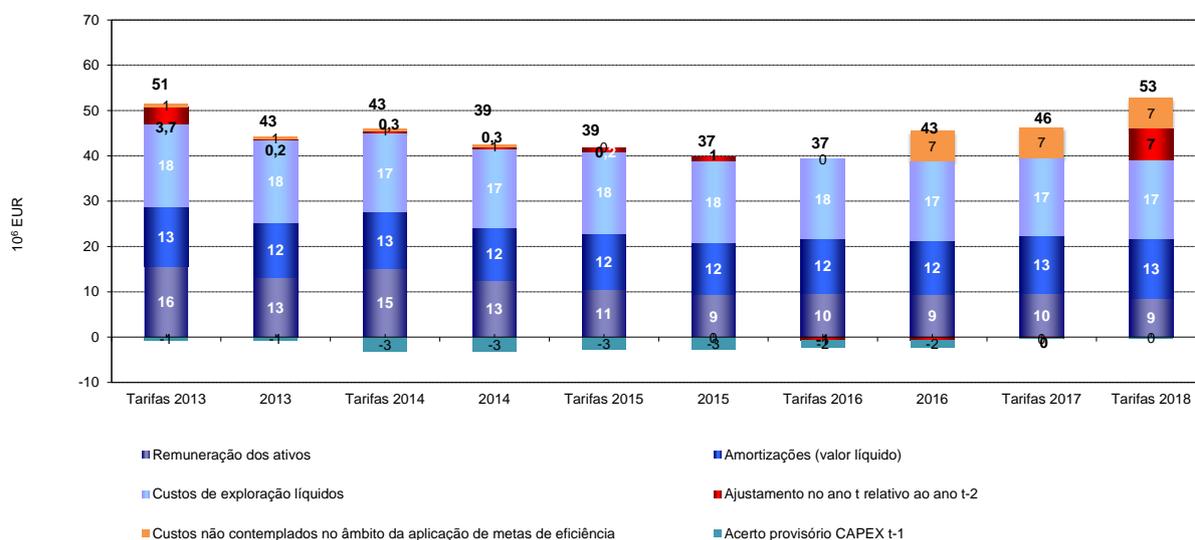
		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
		Tarifas 2017	Tarifas 2018	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
<b>1</b>	<b>Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT [(a) + (b) x (c) + (d)]</b>	<b>14 623</b>	<b>13 819</b>	<b>-5,5%</b>
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos participados	7 968	8 258	3,6%
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações	104 297	102 611	-1,6%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	6,48%	5,75%	-0,73 p.p.
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	-100	-340	241,2%
<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>4 699</b>	<b>4 793</b>	<b>2,0%</b>
e	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 306	2 396	3,9%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 393	2 396	0,1%
f	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT (10 <sup>3</sup> EUR/kWh)	0,00593	0,00569	-4,1%
g	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão MT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	208 263	210 700	1,2%
h	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT (10 <sup>3</sup> EUR/cliente)	3,80922	3,93500	3,3%
i	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	304	304	0,2%
<b>3</b>	Rendas de concessão dos municípios em MT	0	0	-
<b>4</b>	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	1 721	-5 821	-
<b>5 = 1 + 2 + 3 - 4</b>	<b>Proveitos Permitidos em MT</b>	<b>17 601</b>	<b>24 433</b>	<b>38,8%</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>7 627</b>	<b>7 604</b>	<b>-0,3%</b>
j	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados	4 676	4 886	4,5%
k	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações	45 814	46 444	1,4%
l	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	6,48%	5,75%	-0,73 p.p.
m	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	-16	47	-
<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>12 504</b>	<b>12 591</b>	<b>0,7%</b>
n	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 255	6 295	0,6%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 249	6 295	0,7%
o	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (10 <sup>3</sup> EUR/kWh)	0,00525	0,00539	2,6%
p	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão BT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	593 924	583 939	-1,7%
q	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (10 <sup>3</sup> EUR/cliente)	0,02295	0,02305	0,4%
r	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	136 330	136 547	0,2%
<b>8</b>	Rendas de concessão dos municípios em BT	6 720	6 800	1,2%
<b>9</b>	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	-1 527	-1 076	-
<b>10 = 6 + 7 + 8 - 9</b>	<b>Proveitos Permitidos em BT</b>	<b>28 378</b>	<b>28 071</b>	<b>-1,1%</b>
<b>11 = 5 + 10</b>	<b>Proveitos Permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica</b>	<b>45 978</b>	<b>52 504</b>	<b>14,2%</b>
12	Energia Distribuída (MWh)	802 187	794 639	-0,9%
<b>13 = (11 + 4 + 9) / 12</b>	<b>Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)</b>	<b>57,6</b>	<b>57,4</b>	<b>-0,3%</b>

A análise do quadro evidencia um acréscimo do nível dos proveitos permitidos de 2018 face aos valores aceites das tarifas para 2017, de 14%. Excluindo o ajustamento relativo a t-2, o nível dos proveitos permitidos unitários para igual período apresenta um ligeiro decréscimo de cerca de 0,3%.

O detalhe dos valores do OPEX poderá ser consultado no documento de “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”, que acompanha o presente documento.

Na Figura 4-38 é evidenciada a desagregação dos proveitos permitidos de 2013 a 2018, aceites pela ERSE, para cálculo de tarifas e de ajustamentos. A comparação entre o valor do ano de 2016 aceite pela ERSE e o valor das tarifas de 2016 é efetuada em detalhe no capítulo seguinte.

**Figura 4-38 - 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 2018 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 desde 2016 fica a dever-se ao pagamento das rendas de concessão.

Conforme já referido, 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.

Prevê-se que em 2018 o valor das rendas na Região Autónoma da Madeira ascenda a 6,8 milhões de euros. Este tema encontra-se desenvolvido no ponto 5.4.

No período regulatório de 2018 a 2020, a atividade de DEE passou a incluir um mecanismo de incentivo ao investimento em redes inteligentes. Este incentivo constitui uma rubrica autónoma dos proveitos desta atividade, que é calculada com informação real dos projetos que se candidatarem e forem aceites pela ERSE como elegíveis para receber este incentivo. Os montantes deste incentivo dependem dos custos dos investimentos e dos benefícios proporcionados para o Sistema Elétrico da Madeira, tendo o incentivo uma duração de 6 anos para cada projeto em redes inteligentes que for aceite. Tendo em conta que o incentivo foi introduzido na recente revisão regulamentar, de momento não existem candidaturas ou projetos já aceites para a Região Autónoma da Madeira, pelo que o correspondente valor para efeitos do cálculo tarifário de 2018 é nulo. A descrição do incentivo ao investimento em redes inteligentes e os parâmetros adotados para o próximo período regulatório são apresentados no documento “Parâmetros de Regulação para o período 2018-2020

#### 4.7.2.2 AJUSTAMENTOS

##### **AJUSTAMENTO DE 2016**

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 aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 14 de dezembro.

No Quadro 4-133 apresentam-se os parâmetros utilizados para o cálculo dos proveitos permitidos de 2016, bem como os parâmetros dos proveitos recalculados em 2016, por nível de tensão. O ajustamento de 2016 da atividade de DEE a repercutir nos proveitos permitidos de 2018 é de -6 898 mil euros<sup>62</sup> resultante de um ajustamento em MT de -5 821 milhares de euros e em BT de -1 076 mil euros.

O desvio de 2016 é decomposto pelas seguintes parcelas:

- -13 372 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2016 por aplicação das tarifas no Continente no total de 29 797 milhares de euros (2 538 milhares de euros em MT (linha 6) e 27 259 milhares de euros em BT (linha 19)) e os proveitos a proporcionar em 2016, definidos em 2017, no total de 43 170 milhares de euros (13 820 milhares de euros em MT (linha 5) e 29 350 milhares de euros em BT (linha 18)).
- +6 680 milhares de euros (5 635 milhares de euros em MT (linha 7) e 1 045 milhares de euros em BT (linha 20)) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de DEE.

---

<sup>62</sup> Um ajustamento negativo (positivo) significa um montante a recuperar (devolver) pela empresa.

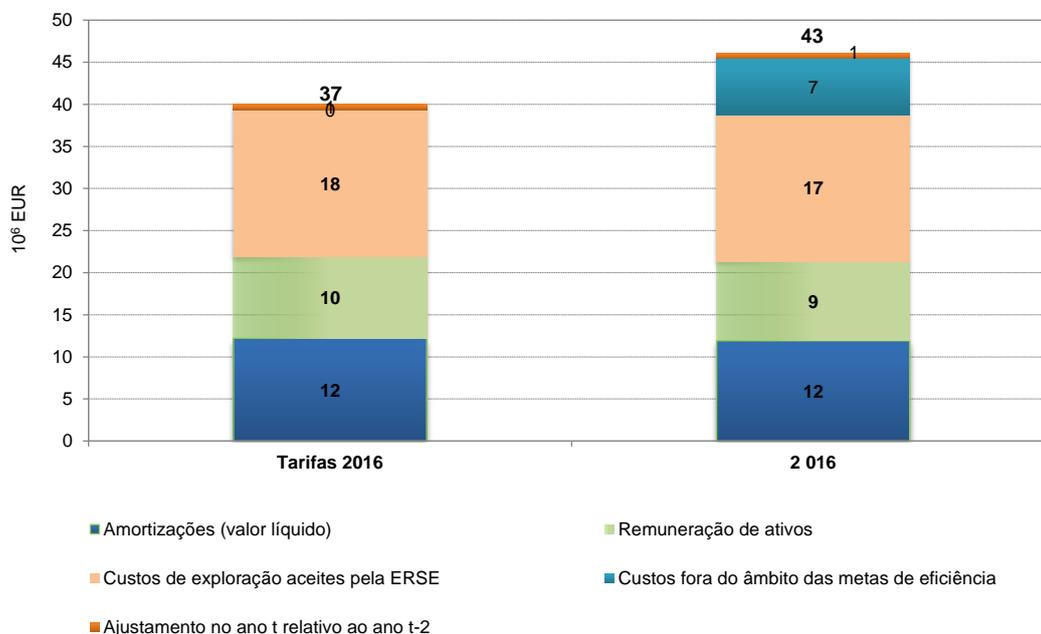
- -116 mil euros (-100 mil euros em MT (linha 12) e -16 mil euros em BT (linha 25)) relativos à anulação do acerto provisório do custo com capital considerado em t-1, acrescido de juros.

**Quadro 4-133 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica**

		2 016	Tarifas 2016	Diferença 2016 - Tarifas 2016	
		10 <sup>9</sup> EUR	10 <sup>9</sup> EUR	10 <sup>9</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>12 775</b>	<b>13 158</b>	<b>-383</b>	<b>-2,9%</b>
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos participados	7 474	7 736	-262	-3,4%
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações	100 610	104 619	-4 009	-3,8%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	6,48%	6,34%	0,13 p.p.	-
a'	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	-1 214	-1 214	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>4 792</b>	<b>4 719</b>	<b>73</b>	<b>1,6%</b>
d	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 348	2 348	0	0,0%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 443	2 370	73	3,1%
e	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, em Euros por kWh	0,00604	0,00604	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	208 964	197 577	11 387	5,8%
g	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, em Euros por cliente	3,87916	3,87916	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	-1	0	-1	-
4	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	3 746	3 746	0	0,0%
<b>5 = 1 + 2 + 3 - 4</b>	<b>Proveitos Permitidos em MT</b>	<b>13 820</b>	<b>14 130</b>	<b>-310</b>	<b>-2,2%</b>
<b>6</b>	<b>Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em MT</b>	<b>2 538</b>			
7	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em MT	5 635			
8	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM imputáveis à actividade de DEE, em MT	0			
9	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária t-2 + spread	0,715%			
10	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	0,610%			
<b>11 = (6 - 5 + 7 + 8) * [1+(9)/100] * [1+(10)/100]</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em MT</b>	<b>-5 721</b>			
12	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da actividade de DEE em MT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	-100			
<b>13 = 11 - 12</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em MT</b>	<b>-5 821</b>			
<b>14</b>	<b>Custo com capital afecto à actividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT [(i) + (j) x (k) + (i')]</b>	<b>6 938</b>	<b>7 051</b>	<b>-113</b>	<b>-1,6%</b>
i	Amortizações do ativo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados	4 440	4 505	-65	-1,5%
j	Valor médio do ativo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações	44 684	46 372	-1 688	-3,6%
k	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	6,48%	0	0,13 p.p.	-
i'	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da actividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	-396	-396	0	-
<b>15</b>	<b>Custos de exploração afetos à actividade de Distribuição de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da actividade, em BT, aceites pela ERSE [(l) + (m) * (n) + (o) * (p)]</b>	<b>12 660</b>	<b>12 795</b>	<b>-136</b>	<b>-1,1%</b>
l	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 370	6 370	0	0,0%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 290	6 425	-136	-2,1%
m	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, em Euros por kWh	0,00535	0,00535	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	579 127	605 817	-26 690	-4,4%
o	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, em Euros por cliente	0,02337	0,02337	0	0,0%
p	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	136 547	136 238	309	0,2%
16	Custos previstos para o ano t-1, em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	6 657	0	6 657	-
17	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	-3 096	-3 096	0	0,0%
<b>18 = 14 + 15 + 16 - 17</b>	<b>Proveitos Permitidos em BT</b>	<b>29 350</b>	<b>22 942</b>	<b>6 408</b>	<b>27,9%</b>
<b>19</b>	<b>Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em BT</b>	<b>27 259</b>			
20	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em BT	1 045			
21	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM imputáveis à actividade de DEE, em BT	0			
22	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária t-2 + spread	0,715%			
23	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	0,610%			
<b>24 = (19 - 18 + 20 + 21) * [1+(22)/100] * [1+(23)/100]</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em BT</b>	<b>-1 060</b>			
25	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da actividade de DEE em BT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	-16			
<b>26 = 24 - 25</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em BT</b>	<b>-1 076</b>			
<b>27 = 13 + 26</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2</b>	<b>-6 898</b>			

Na figura infra é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE previsto para tarifas 2016 e verificado nesse ano.

**Figura 4-39- Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE**



Observa-se que a evolução dos proveitos face ao previsto decorreu da aceitação dos valores relativos aos direitos de passagem devidos pela EEM aos municípios da RAM, de acordo com a legislação em vigor, e cujos valores não eram aceites no processo de cálculo de tarifas para 2016.

Com efeito, recorde-se que 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, tendo consagrado o direito aos municípios das Regiões Autónomas receberem uma contrapartida ou remuneração anual pela utilização dos bens do domínio público ou privado municipal. Este direito não se encontrava ainda previsto em Tarifas 2016, pelo que originou um desvio na ordem dos 7 milhões de euros.

#### Energia entregue pela rede de distribuição

O Quadro 4-134 apresenta os valores de energia prevista entregar em MT e em BT, considerada no cálculo de tarifas para 2016 e os valores de energia ocorrida, tanto em MT como em BT.

**Quadro 4-134 - Energia entregue pelas redes de distribuição**

Unidade: kWh

	2016	Tarifas 2016	Desvio (2016-Tarifas 2016)	
			Valor	%
Fornecimentos MT	208 964	197 577	11 387	5,8%
Fornecimentos BT	579 127	605 817	-26 690	-4,4%
<b>Total</b>	<b>788 091</b>	<b>803 393</b>	<b>-15 303</b>	<b>-1,9%</b>

Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar

O Quadro 4-135 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 4-135 - Movimentos no ativo líquido a remunerar**

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

	2016 (1)	Tarifas 2016 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
<b>Investimento a custos técnicos</b>	10 451	19 788	-47,2%
<b>Activo Fixo Bruto</b>			
Saldo Inicial (1)	373 415	377 278	
Investimento Directo	5 347	12 236	
Transferências para Exploração	5 991	3 664	
Reclassificações, alienações e abates	-19	0	
<b>Saldo Final (2)</b>	<b>384 735</b>	<b>393 178</b>	<b>-2,1%</b>
<b>Amortização Acumulada</b>			
Saldo Inicial (3)	220 796	221 078	
Amortizações do Exercício	12 589	12 916	
Regularizações	-19	0	
<b>Saldo Final (4)</b>	<b>233 365</b>	<b>233 995</b>	<b>-0,3%</b>
<b>Comparticipações</b>			
Saldo inicial líquido (5)	7 038	7 038	
Comparticipações do ano	0	0	
Amortização do ano	675	675	
<b>Saldo Final (6)</b>	<b>6 363</b>	<b>6 363</b>	<b>0,0%</b>
<b>Activo líquido a remunerar</b>			
Valor de 2015 (7) = (1) - (3) - (5)	145 582	149 161	-2,4%
Valor de 2016 (8) = (2) - (4) - (6)	145 007	152 821	-5,1%
<b>Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2</b>	<b>145 295</b>	<b>150 991</b>	<b>-3,8%</b>

Conforme se verifica pelo quadro anterior, o investimento realizado em 2016 na atividade de distribuição foi inferior ao previsto em tarifas em cerca de 47%. 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 2016 foi de 6,34% 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 6,48%.

## AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2017

Os proveitos permitidos de 2018 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2017, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2017. O valor total a devolver ao sistema decorre do decréscimo do valor médio dos ativos fixos. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2018 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 4-136.

**Quadro 4-136 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE**

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

DEE		Ajust t-1 para considerar em proveitos		
		Tarifas 2017	2017 em 2017	Tarifas 2018
<b>MT</b>				
1	Amortização dos ativos fixos	7 968	7 719	
2	Valor médio dos ativos fixos	104 297	99 758	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	6,48%	6,68%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à DEE	14 722	14 385	
B=A (T2016) - A (2016 em 2016)	Ajustamento sem juros			-337
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			0,610%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			-340
<b>BT</b>				
1	Amortização dos ativos fixos	4 676	4 653	
2	Valor médio dos ativos fixos	45 814	45 444	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	6,48%	6,68%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à DEE	7 643	7 690	
B=A (T2016) - A (2016 em 2016)	Ajustamento sem juros			47
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			0,610%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			47

### 4.7.3 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o período regulatório 2018-2020 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.

A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar à atividade de Comercialização de Energia Elétrica encontra-se no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”, que acompanha o presente documento.

#### 4.7.3.1 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 122º do Regulamento Tarifário em vigor.

O quadro infra apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2018, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2017.

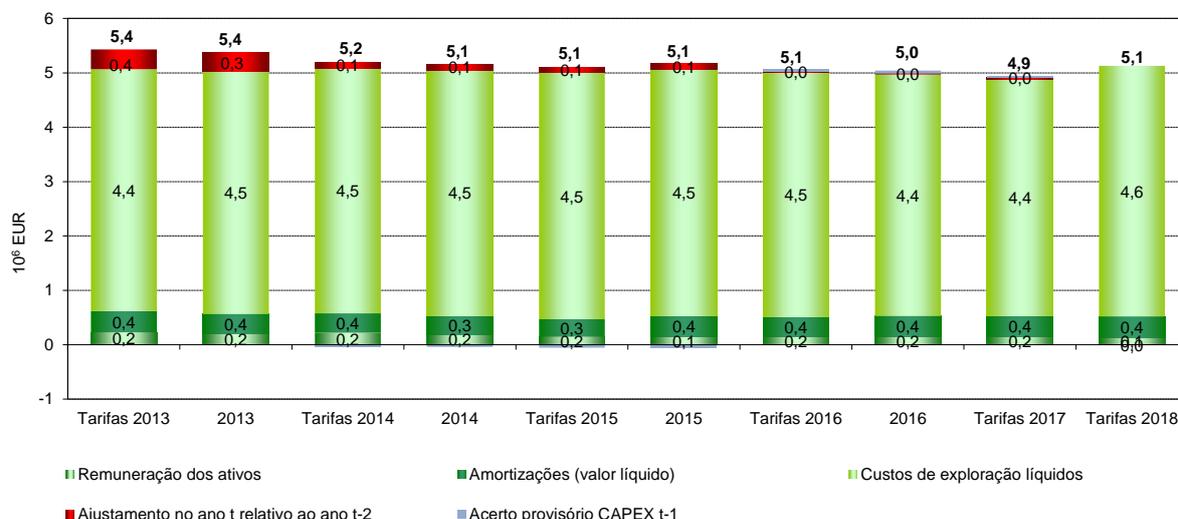
**Quadro 4-137 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
		Tarifas 2017	Tarifas 2018	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>55</b>	<b>52</b>	<b>-4,6%</b>
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos participados	38	39	2,6%
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações	237	230	-2,9%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	6,48%	5,75%	-0,73 p.p.
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em MT relativo ao ano t-1	2	1	-72,6%
<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>435</b>	<b>460</b>	<b>5,8%</b>
e	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	217	230	5,9%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	218	230	5,7%
f	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT (10 <sup>3</sup> EUR/cliente)	0,71742	0,75662	5,5%
g	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	304	304	0,2%
3	Custos previstos em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	0	0	-
4	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em MT relativos ao ano t-2	-3	0	-
<b>5 = 1 + 2 + 3 - 4</b>	<b>Proveitos permitidos em MT</b>	<b>493</b>	<b>512</b>	<b>3,9%</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>495</b>	<b>472</b>	<b>-4,6%</b>
h	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados	340	349	2,6%
i	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações	2 130	2 069	-2,9%
j	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	6,48%	5,75%	-0,73 p.p.
k	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em BT relativo ao ano t-1	17	5	-72,6%
<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>3 919</b>	<b>4 150</b>	<b>5,9%</b>
l	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	1 959	2 075	5,9%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	1 960	2 075	5,9%
m	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT (10 <sup>3</sup> EUR/cliente)	0,01438	0,01520	5,7%
n	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	136 330	136 547	0,2%
8	Custos previstos em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	0	0	-
9	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em BT relativos ao ano t-2	-28	7	-
<b>10 = 6 + 7 + 8 - 9</b>	<b>Proveitos permitidos em BT</b>	<b>4 442</b>	<b>4 616</b>	<b>3,9%</b>
<b>11 = 5 + 10</b>	<b>Proveitos Permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica</b>	<b>4 935</b>	<b>5 128</b>	<b>3,9%</b>
<b>12 = (11 + 4 + 9) / (g + n)</b>	<b>Proveitos permitidos por cliente (exclui o ajustamento de t-2) (€/cliente)</b>	<b>35,9</b>	<b>37,5</b>	<b>4,6%</b>

Pela análise do quadro verifica-se que o nível dos proveitos permitidos para 2018 apresenta um acréscimo face aos valores aceites nas tarifas para 2017.

A figura infra evidencia a desagregação dos proveitos permitidos de 2013 a 2018, aceites pela ERSE, para cálculo de tarifas e de ajustamentos. Verifica-se uma certa estabilidade ao longo do período analisado.

**Figura 4-40 - 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.

#### 4.7.3.2 AJUSTAMENTOS

##### AJUSTAMENTOS DE 2016

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 aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 14 de dezembro.

O Quadro 4-138 apresenta o ajustamento dos proveitos da atividade de CEE em 2016, apurado por nível de tensão. Em MT, é apurado um ajustamento de 0,4 mil euros e em BT de 7 mil euros, perfazendo um ajustamento de 7,4 mil euros<sup>63</sup> na atividade de CEE. No quadro são comparados os valores verificados em 2016 com os valores previsionais no cálculo das tarifas de 2016, por nível de tensão.

O desvio de 2016 é decomposto pelas seguintes parcelas:

- -2 245 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2016 por aplicação das tarifas no Continente no total de 2 797 milhares de euros (240 mil euros em MT (linha 7) e 2 558 milhares de euros em BT (linha 21) e os proveitos a proporcionar em 2016, definidos em 2017 no total de 5 043 milhares de euros (527 mil euros em MT (linha 6) e 4 515 milhares de euros em BT (linha 20)).

<sup>63</sup> Um ajustamento negativo (positivo) significa um montante a recuperar (devolver) pela empresa.

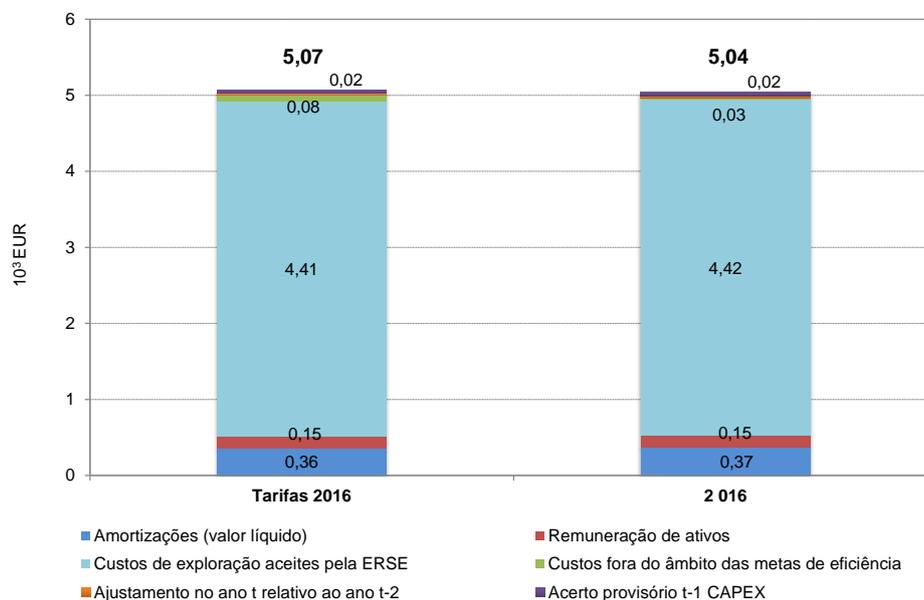
- +2 234 milhares de euros (286 mil euros em MT (linha 8) e 1 948 milhares de euros em BT (linha 22)) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de CEE.
- +19 mil euros, (+2 mil euros em MT (linha 13) e +17 mil euros em BT (linha 27)) relativos à anulação do acerto provisório do custo com capital considerado em t-1, acrescido de juros.

**Quadro 4-138 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização de Energia Elétrica**

		2 016	Tarifas 2016	Diferença	
		10 <sup>9</sup> EUR	10 <sup>9</sup> EUR	10 <sup>9</sup> EUR	%
<b>1</b>	<b>Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT [(a) + (b) x (c) + (a')]</b>	<b>58</b>	<b>56</b>	<b>1</b>	<b>2,5%</b>
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos participados	37	36	1	3,1%
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações	239	239	0	-0,2%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	6,48%	6,34%	0,13 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	0	-
<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 [(d) + (e) * (f)]</b>	<b>441</b>	<b>441</b>	<b>1</b>	<b>0,2%</b>
d	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	220	220	0	0,0%
e	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, em Euros por cliente	221	221	1	0,4%
f	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	0,72689	0,72689	0	0,0%
3	Custos previstos em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	304	303	1	0,4%
5	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em MT relativos ao ano t-2	28	70	-42	-60,3%
6 = 1+2+3+4-5	<b>Proveitos Permitidos em MT</b>	<b>527</b>	<b>567</b>	<b>-40</b>	<b>-7,1%</b>
<b>7</b>	<b>Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em MT</b>	<b>240</b>			
8	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em MT	286			
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	0,715%			
11	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	0,610%			
12 = (7 - 6 + 8 + 9) * [1+(10)/100] / [1+(11)/100]	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE em MT, relativo ao ano de t-2</b>	<b>-1</b>			
13	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em MT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	2			
14 = 12 - 13	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE em MT, relativo ao ano de t-2</b>	<b>0,4</b>			
<b>15</b>	<b>Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT [(g) + (h) x (i) + (g')]</b>	<b>520</b>	<b>507</b>	<b>13</b>	<b>2,5%</b>
g	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados	335	325	10	3,1%
h	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações	2 149	2 153	-3	-0,2%
i	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	6,48%	6,34%	0,13 p.p.	-
g'	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em BT relativo ao ano t-1	46	46	0	-
<b>16</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 [(j) + (k) * (l)]</b>	<b>3 974</b>	<b>3 969</b>	<b>5</b>	<b>0,1%</b>
j	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	1 985	1 985	0	0,0%
k	Componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, em Euros por cliente	1 989	1 984	5	0,2%
l	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	0,014566	0,014566	0	0,0%
17	Custos previstos em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	136 547	136 238	309	0,2%
19	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em BT relativos ao ano t-2	0	8	-8	-
20	<b>Proveitos Permitidos em BT</b>	<b>4 515</b>	<b>4 506</b>	<b>10</b>	<b>0,2%</b>
<b>21</b>	<b>Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em BT</b>	<b>2 558</b>			
22	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em BT	1 948			
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	0,715%			
25	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	0,610%			
26 = (21 - 20 + 22 + 23) * [1+(24)/100] / [1+(25)/100]	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE em BT, relativo ao ano de t-2</b>	<b>-10</b>			
27	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em BT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	17			
28 = 26 - 27	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE em BT, relativo ao ano de t-2</b>	<b>7,0</b>			
29 = 14 + 28	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE, relativo ao ano de t-2</b>	<b>7,4</b>			

Na Figura 4-41 é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade de CEE previstos em tarifas de 2016 e ocorridos nesse ano.

**Figura 4-41 - 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 2016 e o verificado, tanto em MT como em BT.

**Quadro 4-139 - Número médio de clientes**

	2016	Tarifas 2016	Desvio (2016-Tarifas 2016)	
			Valor	%
Cientes MT	304	303	1	0,4%
Cientes BT	136 547	136 238	309	0,2%
<b>TOTAL</b>	<b>136 852</b>	<b>136 541</b>	<b>311</b>	<b>0,2%</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 2016 foi de 6,34% 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 6,48%.

#### AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2017

Os proveitos permitidos de 2018 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2017, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2017. O valor total a devolver à empresa decorre, em parte, do aumento da taxa de remuneração, mas também pelo ligeiro acréscimo verificado no valor médio dos ativos fixos. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2018 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 4-140.

**Quadro 4-140 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE**

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

CEE		Ajust t-1 para considerar em proveitos		
		Tarifas 2017	2017 em 2017	Tarifas 2018
<b>MT</b>				
1	Amortização dos ativos fixos	38	38	
2	Valor médio dos ativos fixos	237	238	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	6,48%	6,68%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à CEE	53	54	
B=A (T2016) - A (2016 em 2016)	Ajustamento sem juros			1
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			0,610%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			1
<b>BT</b>				
1	Amortização dos ativos fixos	340	340	
2	Valor médio dos ativos fixos	2 130	2 139	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	6,48%	6,68%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à CEE	478	483	
B=A (T2016) - A (2016 em 2016)	Ajustamento sem juros			5
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			0,610%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			5

#### 4.7.4 PROVEITOS PERMITIDOS À EEM PARA 2018

O nível de proveitos definidos para cada atividade regulada da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM para 2018 é apresentado no Quadro 4-141. É igualmente apresentado o nível de proveitos resultante do processo de cálculo das tarifas para 2017.

**Quadro 4-141 - Proveitos permitidos da EEM**

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

	Tarifas 2017	Tarifas 2018	Variação (%)
	(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	84 154	111 349	32,3%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	45 978	52 504	14,2%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	4 935	5 128	3,9%
<b>Proveitos permitidos da EEM</b>	<b>135 068</b>	<b>168 981</b>	<b>25,1%</b>

Os proveitos permitidos da EEM para 2018 apresentam um aumento na ordem dos 25% face aos valores de 2017. Para este aumento contribuíram as três atividades: AGS (32%), DEE (14%) e CEE (4%).

Excluindo o efeito do ajustamento de t-2 (cerca de 5 milhões a devolver à tarifa), os proveitos permitidos da EEM apresentam um aumento de cerca de 9% (quadro infra). Excluindo o efeito do ajustamento, a atividade de AGS apresenta um aumento 16% e a atividade de DEE apresenta um decréscimo, na ordem dos 4%, entre os valores de Tarifas 2018 e 2017. O efeito verificado na atividade de DEE deve-se à aceitação dos valores relativos aos direitos de passagem devidos pela EEM aos municípios da RAM, no ano de 2016, os quais não se encontravam contemplados nas tarifas desse ano.

**Quadro 4-142 - Proveitos permitidos da EEM, excluindo o ajustamento de t-2**

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

	Tarifas 2017	Tarifas 2018	Variação (%)
	(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	104 056	120 408	15,7%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	46 172	44 379	-3,9%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	4 904	4 929	0,5%
<b>Proveitos permitidos da EEM (exclui ajustamento de t-2)</b>	<b>155 132</b>	<b>169 715</b>	<b>9,4%</b>

O Quadro 4-143 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 2016, com os proveitos recuperados em 2016 por aplicação das tarifas em vigor no Continente em 2016 e com os proveitos de 2016 baseados em valores reais. Adicionalmente, apresentam-se as restantes rubricas necessárias ao cálculo do ajustamento a repercutir em 2018.

O ajustamento a recuperar pela EEM em 2018 relativamente aos anos de 2016 e 2017, atualizado para 2018, será de cerca de 5 milhões de euros<sup>64</sup>.

<sup>64</sup> Um ajustamento negativo (positivo) significa um montante a recuperar (devolver) pela empresa.

**Quadro 4-143 – Ajustamento da EEM em 2016**

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

	Proveitos a proporcionar em 2016, definidos em 2015 (Tarifas 2016)	Proveitos recuperados em t-2 por aplicação das tarifas do Continente	Proveitos a proporcionar em 2016, definidos em 2017	Convergência Tarifária de t-2	Valor a recuperar pelas tarifas da RAM	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	Desvio	Ajustamento a repercutir em t	Anulação do desvio de custo com capital de t-1	Ajustamento de t-2 a repercutir em t, corrigido do desvio do custo com capital
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7) = (2) - (3) + (4) + (5) + (6)	(8) = (7) * (1+i+spread) (1+i+spread)	(9)	(10) = (8) + (9)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS)	112 541	97 467	98 635	13 328	0	-100	12 059	12 220	-467	11 752
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	37 072	29 797	43 170	6 680	0		-6 693	-6 782	-116	-6 898
Comercialização de Energia Elétrica (CEE)	5 073	2 797	5 043	2 234	0		-12	-12	19	7
<b>Proveitos permitidos à EEM</b>	<b>154 686</b>	<b>130 061</b>	<b>146 848</b>	<b>22 242</b>	<b>0</b>	<b>-100</b>	<b>5 355</b>	<b>5 426</b>	<b>-564</b>	<b>4 862</b>

#### 4.7.5 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

No Quadro 4-144 é apresentado o sobrecusto por atividade da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM para 2017 e 2018. É também apresentado o valor do custo com a convergência tarifária, para igual período.

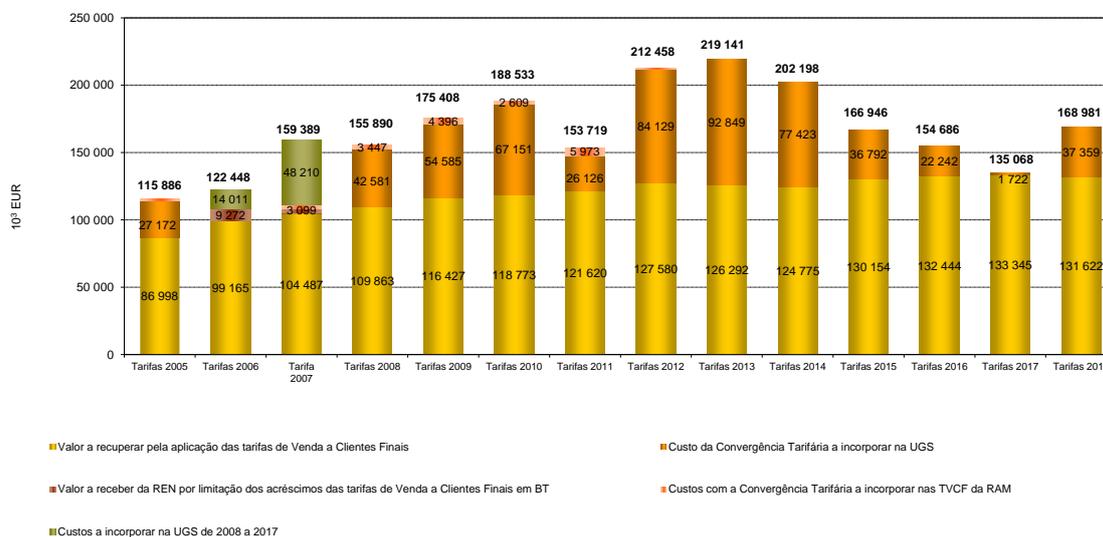
**Quadro 4-144 - Custo com a convergência tarifária na RAM**

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

		Tarifas 2017	Tarifas 2018
$\tilde{S}M_t^{AGS}$	<b>Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema</b>	<b>-15 928</b>	<b>9 168</b>
$\tilde{R}_t^{M,AGS}$	Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	84 154	111 349
$\tilde{R}_{AGS,t}^M$	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	100 083	102 180
$\tilde{S}RAM_t^{AGS}$	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>15 550</b>	<b>26 114</b>
$\tilde{R}_{j,t}^{M,D}$	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	45 978	52 504
$\tilde{R}_{D,j,t}^M$	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	30 428	26 390
$\tilde{S}RAM_{j,t}^D$	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>2 101</b>	<b>2 077</b>
$\tilde{R}_{j,t}^{M,C}$	Proveitos permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	4 935	5 128
$\tilde{R}_{C,j,t}^M$	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	2 834	3 051
$\tilde{S}RAM_{j,t}^C$	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>1 722</b>	<b>37 359</b>

A Figura 4-42 apresenta o nível de proveitos permitidos da EEM desagregado da seguinte forma:

**Figura 4-42 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EEM**



Observa-se que o valor dos custos com a convergência tarifária incluído nas tarifas de 2018 registou um aumento significativo face a tarifas 2017. Esta evolução reflete, em parte, a recuperação do preço do petróleo nos mercados internacionais, responsável, em grande medida, pelo aumento verificado ao nível dos proveitos permitidos da EEM para 2018.

## 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. Deste modo, 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 avaliar a existência de potenciais situações de subsídio cruzada e de duplicação de custos na esfera das empresas envolvidas, com maior impacto 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).

Por último, refira-se que as operações intragrupo são objeto de monitorização continua por parte da ERSE, com particular relevância nos anos de definição de parâmetros. Recorde-se, neste âmbito, os ajustamentos já anteriormente realizados às bases de custos de algumas empresas reguladas, com efeito no período regulatório 2015-2017, bem como os ajustamentos agora efetuados às bases de custos de algumas empresas para o período regulatório 2018-2020, apoiados pelas auditorias encetadas pelo regulador para obtenção de informação complementar à reportada nos DFPT, nomeadamente no que respeita às operações consideradas críticas após análise da equipa da ERSE.

Infra encontram-se descritos os impactos decorrentes da temática dos preços de transferência para o ano de 2018 e, bem assim, para todo o período regulatório que agora se inicia.

### 5.1.3 IMPACTOS DA ANÁLISE AOS PREÇOS DE TRANSFERÊNCIA EM TARIFAS 2018

Neste capítulo apresenta-se o caso específico de operações identificadas como críticas, cuja análise conduziu a impactes nas Tarifas de 2018.

As análises efetuadas à documentação de preços de transferência<sup>65</sup> permitiram monitorizar a globalidade das operações intragrupo realizadas no âmbito de atuação das empresas reguladas, tendo conduzido a ajustamentos a incorporar na base de custos sujeita a metas de eficiência da EDA.

Paralelamente, e conforme já referido na documentação de tarifas de anos anteriores, revelou-se necessário aprofundar as análises realizadas aos DFPT da EDP D e REN SA, tendo em conta o grau de complexidade das estruturas organizativa dos grupos em que se inserem.

Deste modo, deu-se início, no ano de 2015, a duas auditorias que visaram analisar com maior detalhe as operações intragrupo que ocorrem de forma recorrente, tanto na esfera de atuação da EDP D, como no perímetro de atuação da REN SA. Particularmente, as auditorias tiveram por objetivo aprofundar algumas das análises constantes no DFPT de 2014 das duas empresas, com vista à verificação da sua adequação no que respeita aos seguintes aspetos:

- Natureza das operações e ausência de duplicação de funções e custos;
- Detalhe das operações, no que respeita à sua natureza e custo, relevante para efeitos da atividade regulatória da ERSE.

---

<sup>65</sup> Com referência ao ano fiscal de 2016, último ano disponível à data.

As auditorias foram realizadas por auditores independentes, através de um processo de seleção partilhado entre a ERSE e a empresa regulada objeto de auditoria<sup>66</sup>. A ERSE foi parte ativa no processo, tendo uma intervenção direta em todas as fases da auditoria, desde a condução de todo o processo preparativo, como no acompanhamento do auditor no trabalho de campo.

Os trabalhos realizados, cujo término ocorreu em 2016, conduziram à elaboração de um conjunto de recomendações por parte dos auditores, pelo que algumas destas recomendações culminaram nos ajustamentos a efetuar à base de custos controláveis da EDP D e da REN SA para o período regulatório 2018-2020 anteriormente mencionados.

Nos pontos seguintes, encontram-se brevemente descritos os ajustamentos realizados na REN, EDP D e EDA.

#### 5.1.1.1 REN SA

Na esfera da REN foram efetuados ajustamentos no valor de 313 mil euros à base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência, resultantes das operações abaixo identificadas.

#### **AQUISIÇÃO DE SERVIÇOS DE *BACKOFFICE* À REN SERVIÇOS E AQUISIÇÃO DE SERVIÇOS DE APOIO À GESTÃO À REN SGPS**

##### Enquadramento

A aquisição de serviços de *back office* à REN Serviços consiste na aquisição de um conjunto de serviços de apoio à gestão das empresas do Grupo REN. Estes serviços compreendem atividades como a gestão financeira, a contabilidade e serviços administrativos, a atividade jurídica, os recursos humanos, os sistemas de informação, as compras, a regulação, os estudos e inovação, os mercados e liquidações, entre outros.

Por outro lado, a REN SGPS centraliza as atividades de gestão estratégica e de regulação, na medida em que, enquanto holding do Grupo REN, possui responsabilidades relacionadas com decisões de gestão estratégica, bem como regulação e comunicação em termos corporativos. Ao abrigo dos contratos de prestação de serviços de gestão celebrados, a REN S.A. adquire à REN SGPS um leque variado de serviços, como sejam serviços de administração, serviços de comunicação e imagem, gabinete de auditoria interna e planeamento e controlo de gestão.

No que respeita à metodologia de *pricing* destas operações, para ambas corresponde ao apuramento dos custos incorridos com os serviços prestados, acrescentando-se uma margem de lucro sobre a

---

<sup>66</sup> Os consultores responsáveis pela elaboração do DFPT foram desde logo excluídos, não tendo integrado o processo de seleção.

totalidade dos custos incorridos, para remuneração do valor acrescentado. São exemplo destes custos os valores incorridos pela REN Serviços/REN SGPS com rendas de aluguer do edifício onde operam e respetivo condomínio, os quais têm origem na REN SA (proprietária do edifício),

Dentro do leque de custos incorridos pela REN Serviços/REN SGPS (e faturados às empresas com adição de margem), encontram-se um conjunto de valores que inicialmente tem origem na própria REN SA, como seja o caso das rendas do edifício onde as empresas do Grupo operam e respetivos condomínios, entre outros.

Por outro lado, importa referir que o cálculo da base de custos objeto de faturação e adição de margem pela REN SGPS à REN SA incluem, por sua vez, os serviços de *backoffice* adquiridos pela REN SGPS à REN Serviços.

No ano de 2016, as operações de aquisição de serviços de *backoffice* à REN Serviços e aquisição de serviços de apoio à gestão à REN SGPS totalizaram montantes de 15 milhões de euros e de 7 milhões de euros, respetivamente.

#### Recomendações do auditor

O auditor recomendou que este procedimento seja revisto, eliminando ou minimizando o processo de triangulação de gastos pela REN SGPS, tendo em consideração que esta entidade acaba por distribuir a totalidade dos gastos que incorre ou que lhe são imputados, eliminando assim a duplicação da margem.

Nos casos em que o gasto foi inicialmente incorrido na REN SA e que parte desses gastos faturados pela REN S.A. são valorizados a preço de mercado, entende-se que o débito pela REN Serviços e pela REN SGPS à REN, SA, não deve incluir aquela margem de 10%, por não haver criação de valor acrescentado.

De acordo com informação transmitida pela REN, não foi levada a cabo nenhuma ação por parte do Grupo no seguimento das recomendações elaboradas, pelo que foi realizado um ajustamento à base de custos da REN.

#### 5.1.1.2 EDP D

Na esfera da EDP D, foram efetuados ajustamentos no valor de 17 milhões de euros à base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência, resultantes das operações abaixo identificadas.

## **AQUISIÇÃO DE SERVIÇOS DE GESTÃO COMERCIAL À EDP SU**

### Enquadramento

No seguimento do processo de *unbundling* a EDP SU foi segregada da EDP D, tendo sido criada a EDP Soluções Comerciais, para desenvolvimento das atividades de apoio à gestão comercial. A atividade da EDP SC está dividida entre *core*, a qual compreende os serviços comerciais prestados a entidades do Grupo EDP em Portugal nos setores da eletricidade e do gás, e *non core*, que inclui os serviços comerciais prestadas a outras *utilities*.

Parte dos colaboradores da EDP SC são oriundos da EDP D, desenvolvendo funções similares às anteriormente desenvolvidas, mas não direcionados exclusivamente para a EDP D.

Esta operação deu origem a um conjunto de custos, designados de custos adstritos, decorrentes do facto do custo dos trabalhadores herdados desta empresa (trabalhadores cujas condições laborais se encontravam ao abrigo do ACT em vigor até 2014) ser superior aos custos de mercado. Este valor é individualizado e retirado da base de custos a ser faturada às outras empresas do Grupo, sendo diretamente imputado à EDP D. O universo de colaboradores, que permite apurar os custos adstritos, é valorizado anualmente através da comparação com os contratos de *outsourcing* estabelecidos pela EDP SC.

No âmbito da metodologia de preços subjacente a estes serviços, resultam ainda um conjunto de custos de estrutura/indiretos, cuja alocação às empresas beneficiárias se baseia no seu número médio de clientes.

No ano de 2016, a operação de aquisição de serviços de gestão comercial à EDP SC totalizou um montante na ordem dos 52 milhões de euros.

### Recomendações do auditor

Apesar de ter sido disponibilizada pela EDP SC documentação relativa ao modelo adotado para o cálculo dos custos adstritos, não foi obtida evidência da realização de uma análise custo-benefício relativamente à adoção de cenários alternativos para o desempenho desta função (por exemplo, caso os colaboradores da EDP D não tivessem sido “absorvidos”).

No que concerne à alocação dos custos indiretos, no decurso da auditoria não foi obtida informação sobre o racional subjacente à utilização do número médio de clientes como chave de repartição para a maior parte dos custos indiretos. Acresce que, dada a natureza dos custos, a proporcionalidade entre a variação destes e o número de clientes na ótica do utilizador final é totalmente discricionária. Deste modo, foi recomendada a formalização do racional sobre o critério de repartição a aplicar aos custos indiretos e, uma revisão sobre a adequabilidade dos critérios utilizados face ao nível de atividade

prestado a cada empresa-cliente, bem como sobre eventual utilização de outros critérios de repartição a aplicar aos custos indiretos.

Neste seguimento, a EDP D submeteu à ERSE um estudo sobre a razoabilidade do critério utilizado, bem como a possível utilização de outros critérios, no qual se concluiu pela adequabilidade do número médio de clientes para alocação dos custos indiretos pelas empresas beneficiárias. Não obstante, o estudo evidencia igualmente a subjetividade inerente à opção seguida, assim como o princípio, refutável, de que todos os custos são variáveis.

Neste quadro, foi realizado um ajustamento à base de custos da EDP D, decorrente desta operação. Note-se que, em setembro de 2017, foi disponibilizada pela EDP D à ERSE informação adicional relativa aos montantes de custos adstritos, tendo a empresa referido que cerca de 5,6 milhões de euros desses custos correspondem a colaboradores que desempenham funções exclusivamente para a EDP D. Contudo, visto que esta informação não decorre das auditorias a que a ERSE teve acesso, nem foi aludida durante a auditoria realizada às operações intragrupo do Grupo EDP, optou-se por não considerá-la no cálculo do ajustamento efetuado à base de custos. No entanto, caso essa informação venha a ser comprovada em auditorias subsequentes, a ERSE poderá considerá-la na revisão da base de custos para o próximo período regulatório.

#### **AQUISIÇÃO DE SERVIÇOS DE CONSULTORIA DE RECURSOS HUMANOS À EDP ESTUDOS E CONSULTORIA (EDP E&C)**

##### Enquadramento

A criação da EDP E&C, em 2002, decorreu da necessidade de contratação de novos quadros para empresas do Grupo EDP, as quais apenas podiam contratar colaboradores ao abrigo do Acordo Coletivo de Trabalho em vigor à data (ACT 2000).

A EDP E&C exerce a sua atividade de contratação de colaboradores, no seguimento da atividade de recrutamento prestada pela EDP Valor em que os colaboradores já se encontram selecionados (tarefa a cargo da EDP Valor e da empresa de exercício). Assim, as funções desempenhadas pela EDP E&C centram-se apenas na formalização do processo de recrutamento através da elaboração dos contratos de trabalho e solicitação dos exames médicos a realizar pelos colaboradores integrados. Deste modo, a estrutura efetiva da EDP E&C é constituída por três colaboradores, estando os restantes colaboradores cedidos às empresas do Grupo EDP.

Na EDP E&C existem duas tipologias de serviço: prestação de serviços e cedência ocasional. A metodologia de preço praticada nestas operações consiste, em traços gerais, no apuramento dos custos incorridos com estes trabalhadores (remuneração base, subsidio de almoço, segurança social, entre

outros), acrescidos de margens superiores a 10%, as quais visam remunerar os custos de estrutura da EDP E&C.

Com a entrada em vigor do novo ACT, no final de 2014, a EDP E&C deixou de admitir novos colaboradores e iniciou o processo de transferência do vínculo laboral destes para as empresas de exercício, processo que levará à extinção da atividade da EDP E&C.

No ano de 2016, a operação de aquisição de serviços de consultoria de recursos humanos à EDP E&C totalizou um montante na ordem dos 8 milhões de euros.

#### Recomendações do auditor

Com base no modelo de *pricing* desta operação, não se observa uma aderência entre os custos de estrutura efetivamente incorridos pela EDP E&C e a componente de custos de estrutura que incorpora o preço do serviço prestado, não tendo as variações nos custos de estrutura da EDP E&C qualquer impacto nas tarifas praticadas junto das empresas-cliente.

Deste modo, foi recomendado pelo auditor que fosse avaliada a adequabilidade da formação das tarifas praticadas pela EDP E&C, para que se verifique uma aderência entre a base de custos alocada e os custos que efetivamente resultam da estrutura da empresa.

Tendo em conta que se perspetiva a extinção da empresa no curto prazo, não foi levada a cabo nenhuma ação por parte do Grupo EDP no que respeita a esta operação. Todavia, é claro que as margens praticadas por esta empresa não refletem o valor acrescentado que decorre da sua atividade. Deste modo, foi realizado um ajustamento à base de custos da EDP D, decorrente desta recomendação.

### **AQUISIÇÃO DE SERVIÇOS DE FORMAÇÃO À UNIVERSIDADE EDP**

#### Enquadramento

A Universidade EDP é uma unidade da EDP SA que presta serviços de desenvolvimento e gestão da formação e documentação para as empresas do Grupo.

Aos custos apurados pela Universidade EDP a serem faturados às empresas-cliente é adicionada uma pequena margem de remuneração, comparativamente com outras atividades intragrupo, a qual incide apenas sobre os custos indiretos incorridos.

No ano de 2016, a operação de aquisição de serviços de formação à Universidade EDP totalizou um montante na ordem dos 3 milhões de euros.

### Recomendações do auditor

A repartição dos custos relativos a algumas linhas de serviços, nomeadamente em função do número de colaboradores, não garante uma imputação proporcional à utilização dos serviços que cada empresa-cliente faz dos mesmos. Deste modo, o auditor recomendou uma avaliação da exequibilidade e do custo-benefício de um modelo de repartição tendo por base a utilização dos serviços por cada empresa-cliente, relativo às atividades de gestão da formação, formação em *e-learning* e gestão da documentação, permitindo que os custos sejam imputados pela utilização dos serviços por parte de cada empresa-cliente em detrimento de uma faturação baseada unicamente na disponibilização do serviço

Neste seguimento, a EDP D submeteu à ERSE um estudo sobre o modelo de custeio, *pricing* e faturação praticado nesta tipologia de operação, perspetivando-se uma revisão do modelo, com efeitos práticos a partir de 2018, através do qual os critérios de alocação de custos se revelam adequados aos respetivos níveis de utilização dos serviços. Deste modo, efetuou-se um ajustamento à base de custos controláveis da EDP D, de forma a incorporar os resultados previstos com a implementação deste novo modelo de custeio.

### **AQUISIÇÃO DE SERVIÇOS DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO À O&M SERVIÇOS (O&M)**

#### Enquadramento

Na O&M Serviços foi constituída uma Unidade, em 2013, que presta serviços de operação e manutenção de instalações industriais exclusivamente à EDP D. Esta unidade foi constituída no seguimento da necessidade de contratação de novos quadros para a prestação destes serviços técnicos, os quais não podiam ser contratados pela EDP D com condições diferentes do ACT em vigor à data.

Com a negociação do ACT em 2014 iniciou-se o processo de transferência dos colaboradores da O&M para a empresa de exercício, a EDP D.

Para os serviços prestados pelas empresas do Grupo EDP à O&M, nomeadamente serviços de formação, *fee* da holding ou serviços de suporte da EDP Valor, é aplicada uma pequena margem de remuneração, face a outras margens aplicadas em operações intragrupo, definida para estes serviços quando da faturação realizada por cada uma das empresas à O&M. Posteriormente, a O&M procede à imputação desses custos pelas suas empresas-cliente, nas quais se inclui a EDP D, aplicando uma margem de remuneração sobre todos os custos apurados.

No ano de 2016, a operação de aquisição de serviços de operação e manutenção à O&M totalizou um montante na ordem dos 817 milhares de euros.

### Recomendações do auditor

Avaliação da alteração da base de incidência da margem aplicada pela O&M, de modo a evitar a duplicação da margem sobre os serviços originariamente prestados por outras empresas do Grupo à O&M.

Face aos reduzidos montantes em causa, e à progressiva transferência dos colaboradores para a esfera da EDP D, a empresa não reviu a base de incidência da margem de remuneração. Não obstante, a ERSE efetuou uma correção à base de custos controláveis da EDP D, por forma a ajustar esta situação.

#### 5.1.1.3 EDA

Na esfera da EDA foi efetuado um ajustamento no valor de 8 milhares de euros à base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência, resultante da operação abaixo identificada.

#### **PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS ADMINISTRATIVOS E DE CONTABILIDADE PELA EDA A DIVERSAS EMPRESAS DO GRUPO**

De acordo com a informação reportada nos DFPTs, a EDA presta serviços de natureza administrativa e contabilística a diversas empresas do grupo, cuja metodologia de preço se traduz na alocação dos custos incorridos com a prestação dos referidos serviços pelas diversas entidades beneficiárias, sem adição de qualquer margem.

Por outro lado, a EDA adquire serviços de diversa natureza a várias empresas do grupo, cuja metodologia de preço de consubstancia na alocação dos custos incorridos pelas empresas com os serviços prestados, adicionados de uma margem de lucro, como forma de remuneração pelo valor acrescentado prestado.

Neste sentido, não só em linha com as regras de preços de transferência, mas também do ponto de vista do exercício regulatório, a ERSE entende que deveria ser aplicada uma margem de lucro aos serviços prestados pela empresa às entidades do grupo.

O quadro infra apresenta a comparação entre os valores cobrados pela EDA às empresas do grupo e os valores que decorreriam da aplicação de uma margem de lucro, calculada tendo em conta a realidade de operações de prestação de serviços similares realizadas no universo das empresas reguladas.

**Quadro 5-1 - Comparação prestação serviços com e sem margem**

	Valores em euros		
	2015	2016	Média 2015-2016
<b>Valor anual da prestação de serviço</b>	106 802	101 538	101 538
<b>Valor anual da prestação de serviço com margem</b>	128 162	121 845	121 845
<b>Diferença (Valor a ajustar à base de custos controláveis)</b>	21 360	20 308	20 834

Deste modo, para o cálculo os parâmetros de 2018 a 2020, o valor que decorreria da aplicação de uma margem de lucro aos serviços prestados foi deduzido à base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência da empresa. Este valor foi alocado pelas três atividades da EDA tendo por base o peso da rubrica de outros rendimentos de cada atividade no total dos outros rendimentos da empresa, conforme demonstrado no quadro infra.

**Quadro 5-2 - Repartição do impacte entre atividades EDA**

	Valores em Euros		
	2015	2016	Média 2015-2016
<b>Valor dos outros rendimentos</b>			
AGS	2 365 182	1 859 365	-
DEE	1 248 755	1 053 957	-
CEE	799 993	852 903	-
<b>Total</b>	<b>4 413 930</b>	<b>3 766 225</b>	-
<b>Peso dos outros rendimentos de cada atividade no total</b>			
AGS	54%	49%	-
DEE	28%	28%	-
CEE	18%	23%	-
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	-
<b>Valor a deduzir a cada atividade</b>			
AGS	11 446	10 026	10 736
DEE	6 043	5 683	5 863
CEE	3 871	4 599	4 235
<b>Total</b>	<b>21 360</b>	<b>20 308</b>	<b>20 834</b>

## 5.2 CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA O COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Nos termos dos números 8 e 9 do artigo 50.º do Decreto-Lei n.º 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.

Neste ponto apresentam-se os resultados das análises efetuadas no capítulo 8 no documento do “Parâmetros de regulação para o período 2018-2020” para o apuramento dos custos de referência.

O processo de análise da eficiência e de definição dos custos de referência foi realizado em duas fases, tendo em consideração que o fator dimensão constitui o principal determinante do nível de custos de exploração por cliente conforme o exposto no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018-2020”. Sucintamente, as duas fases concretizam-se na seguinte forma:

i) numa primeira fase procedeu-se à estimação dos níveis de eficiência recorrendo à aplicação da metodologia não paramétrica, *Data Envelopment Analysis* (DEA), a todas as empresas da amostra. O fator dimensão é introduzido na análise com a opção de rendimentos variáveis à escala (*Variable Return to Scale\_VRS*). Após a realização da ordenação das empresas pelo seu nível de eficiência, procedeu-se à sua categorização por quatro níveis de eficiência e à definição dos custos de referência para cada categoria de empresas.

ii) na segunda fase, o fator dimensão é num primeiro momento incluído através da aplicação da metodologia econométrica de análise de *clusters* para a obtenção de grupos ou classes de dimensão homogéneas dos diferentes comercializadores. Após a definição dos diferentes *clusters* é aplicada a metodologia DEA a cada grupo de modo a aferir o nível de eficiência das empresas incluídas em cada grupo, isto é, o nível de eficiência é calculado entre empresas consideradas de dimensão similar. Neste caso, na metodologia DEA é utilizada a opção CRS.

As Figura 5-1 e Figura 5-2 apresentam, respetivamente, os resultados da primeira fase e segunda fase de análise conforme o exposto anteriormente.

Os resultados obtidos nas duas fases de análise apresentam-se similares aos obtidos. Este resultado reforça o entendimento de que a dimensão é um fator crucial para o nível de custos das empresas.

Figura 5-1 - Análise DEA sem Outliers<sup>67</sup>

DMU	Custo Unitário	VRS	Custo Unitário de Referência	Percentil	Cluster
Empresa / Grupo J 2016	40,44 €	1,00	24,01 €	0-20	4
EDP SU (PT 2014)	15,28 €	1,00			1
Empresa / Grupo D 2016	31,60 €	1,00			1
EDP SU (PT 2015)	16,59 €	0,92			1
EDP SU (PT 2016)	18,78 €	0,81			2
Empresa / Grupo B 2015	19,38 €	0,79			3
Empresa / Grupo C 2013	19,94 €	0,77			3
Empresa / Grupo D 2015	30,04 €	0,76			1
Empresa / Grupo B 2014	27,95 €	0,55	33,63 €	20-50	3
Empresa / Grupo B 2016	29,77 €	0,52			3
Empresa / Grupo B 2013	30,92 €	0,50			3
Empresa / Grupo E 2016	31,09 €	0,49			3
Empresa / Grupo E 2015	32,05 €	0,48			3
Empresa / Grupo F 2013	33,19 €	0,46			3
Empresa / Grupo C 2014	33,36 €	0,46			2
Empresa / Grupo E 2013	35,30 €	0,43			2
Empresa / Grupo D 2014	35,93 €	0,43			1
Empresa / Grupo G 2013	36,16 €	0,43			3
EEM (PT 2016)	36,30 €	0,42			3
EEM (PT 2013)	36,86 €	0,42			3
Empresa / Grupo I 2013	38,29 €	0,42			4
EEM (PT 2014)	37,27 €	0,41			48,68 €
Empresa / Grupo M 2015	79,04 €	0,41	4		
EEM (PT 2015)	37,72 €	0,41	3		
Empresa / Grupo E 2014	38,44 €	0,40	2		
Empresa / Grupo F 2014	40,33 €	0,38	3		
Empresa / Grupo I 2016	43,97 €	0,38	4		
Empresa / Grupo D 2013	42,48 €	0,36	2		
Empresa / Grupo I 2015	47,26 €	0,35	4		
Empresa / Grupo G 2014	46,11 €	0,34	3		
Empresa / Grupo C 2015	50,80 €	0,30	2		
Empresa / Grupo I 2014	54,83 €	0,30	4		
Empresa / Grupo G 2015	52,57 €	0,29	4		
Empresa / Grupo L 2015	61,97 €	0,29	4		
EDA (PT 2016)	55,34 €	0,28	57,11 €	80-100	3
EDA (PT 2015)	55,90 €	0,28			3
Empresa / Grupo F 2015	56,15 €	0,27			3
EDA (PT 2013)	56,41 €	0,27			3
Empresa / Grupo C 2016	57,40 €	0,27			2
EDA (PT 2014)	58,27 €	0,26			3
Empresa / Grupo G 2016	60,31 €	0,26			4

Fonte: ERSE

<sup>67</sup> Nesta tabela apenas são identificadas as empresas reguladas do setor da comercialização de eletricidade e para efeitos de realização de uma análise comparativa com a análise de eficiência efetuada aos *clusters*, identifica-se o *cluster* onde cada empresa ficou classificada.

**Figura 5-2 - Análise DEA sem Outliers<sup>68</sup> aplicada aos Clusters**

DMU	Cluster	Clientes	Custo Unitário	CRS	Custo Unitário	Percentil
EDP SU (PT 2014)	1	3 163 481	15,28493	1,00	15,28 €	0-20
EDP SU (PT 2015)		2 125 324	16,59438	0,92		
Empresa / Grupo D 2015		3 462 983	30,0436	0,51		
Empresa / Grupo D 2016		3 898 258	31,60157	0,48		
Empresa / Grupo D 2014		2 538 819	35,92712	0,43		
EDP SU (PT 2016)	2	1 536 179	18,77989	1,00	18,78 €	0-20
Empresa / Grupo C 2014		389 248	33,36294	0,56		
Empresa / Grupo E 2013		652 642	35,30411	0,53		
Empresa / Grupo E 2014		454 508	38,44234	0,49		
Empresa / Grupo D 2013		1 511 575	42,48342	0,44		
Empresa / Grupo C 2015		548 029	50,79718	0,37		
Empresa / Grupo C 2016		538 014	57,39683	0,33		
Empresa / Grupo B 2015	3	280 419	19,37936	1,00	24,26 €	0-20
Empresa / Grupo C 2013		259 447	19,93686	0,97		
Empresa / Grupo B 2014		176 981	27,946	0,69		
Empresa / Grupo B 2016		273 348	29,7742	0,65		
Empresa / Grupo B 2013		98 593	30,9181	0,63	33,28 €	20-50
Empresa / Grupo E 2016		285 014	31,08822	0,62		
Empresa / Grupo E 2015		333 378	32,04784	0,61		
Empresa / Grupo F 2013		153 598	33,19372	0,58		
Empresa / Grupo G 2013		145 544	36,15656	0,54		
EEM (PT 2016)		136 852	36,29846	0,53		
EEM (PT 2013)		136 570	36,86106	0,53	42,27 €	50-80
EEM (PT 2014)		136 541	37,26629	0,52		
EEM (PT 2015)		136 634	37,72245	0,51		
Empresa / Grupo F 2014		154 128	40,32854	0,48		
Empresa / Grupo G 2014		84 984	46,11288	0,42		
EDA (PT 2016)		123 283	55,33589	0,35		
EDA (PT 2015)	122 707	55,90459	0,35	56,69 €	80-100	
Empresa / Grupo F 2015	178 691	56,15362	0,35			
EDA (PT 2013)	121 836	56,40981	0,34			
EDA (PT 2014)	122 128	58,27289	0,33			
Empresa / Grupo I 2013	4	19 660	38,28899	1,00	39,36 €	0-20
Empresa / Grupo J 2016		488	40,43761	0,95		
Empresa / Grupo I 2016		8 509	43,97297	0,87		
Empresa / Grupo I 2015		10 051	47,2551	0,81		
Empresa / Grupo G 2015		62 988	52,57155	0,73		
Empresa / Grupo I 2014		13 599	54,83251	0,70		
Empresa / Grupo G 2016		51 227	60,31028	0,64		
Empresa / Grupo L 2015		5 089	61,97429	0,62		
Empresa / Grupo M 2015		723	79,04286	0,48		

Fonte: ERSE

Os resultados apresentados na figura supra permitem observar uma forte correlação entre o nível do custo de eficiência e a dimensão das empresas ao verificar-se uma redução significativa dos custos de referência com o incremento da dimensão das empresas consideradas mais eficientes de cada grupo. Os custos de referência para as empresas mais eficientes dos dois *clusters* de maior dimensão (1 e 2) são, respetivamente, os valores unitários de referência de 15,28€ e 18,78€ por cliente comparativamente

<sup>68</sup> Nesta tabela apenas são identificadas as empresas reguladas do setor da comercialização de eletricidade.

aos 24,26€ e 39,36€ apresentados para as empresas mais eficientes dos *clusters* de menor dimensão (3 e 4), respetivamente.

Não é por demais salientar que esta análise tem por base um inquérito cujas respostas são da responsabilidade das empresas e que incluem empresas com perfis bastante diferentes. Deste modo, os resultados obtidos deverão ser interpretados com algum cuidado.

### **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.

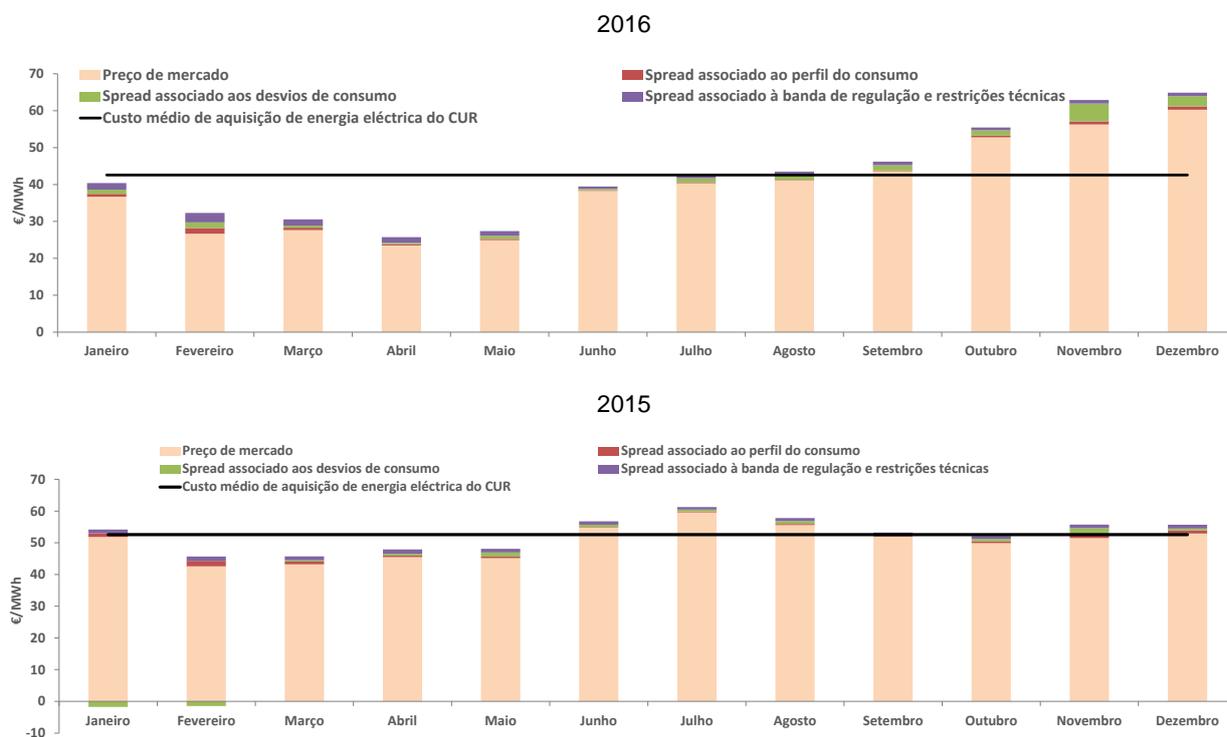
#### **5.3.2 ANÁLISE**

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 2015 e de 2016, 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 electricidade pelo CUR, em 2015 e 2016**



A Figura 5-3 permite constatar que o custo médio de aquisição do CUR foi em 2016 inferior ao ocorrido em 2015. Verifica-se também que, em 2016, os custos de aquisição de electricidade foram muito voláteis, afastando-se amplamente da média anual ao longo do ano, tendo sido bastante abaixo da mesma nos meses de abril e maio, e acima de outubro a dezembro.

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

- Do perfil de consumo da carteira de clientes;
- Da capacidade de previsão desse consumo;
- 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>69</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>70</sup>, bem como a média anual dos preços do mercado diário<sup>71</sup> nos anos de 2012 a 2016.

Em 2016, os preços médios mensais foram abaixo da média anual nos primeiros 6 meses do ano, e nos restantes meses do ano estabeleceram-se acima da média anual. A variação foi, no entanto, superior à verificada em 2015 devido à diferença de hidraulicidade entre os dois semestres de 2016.

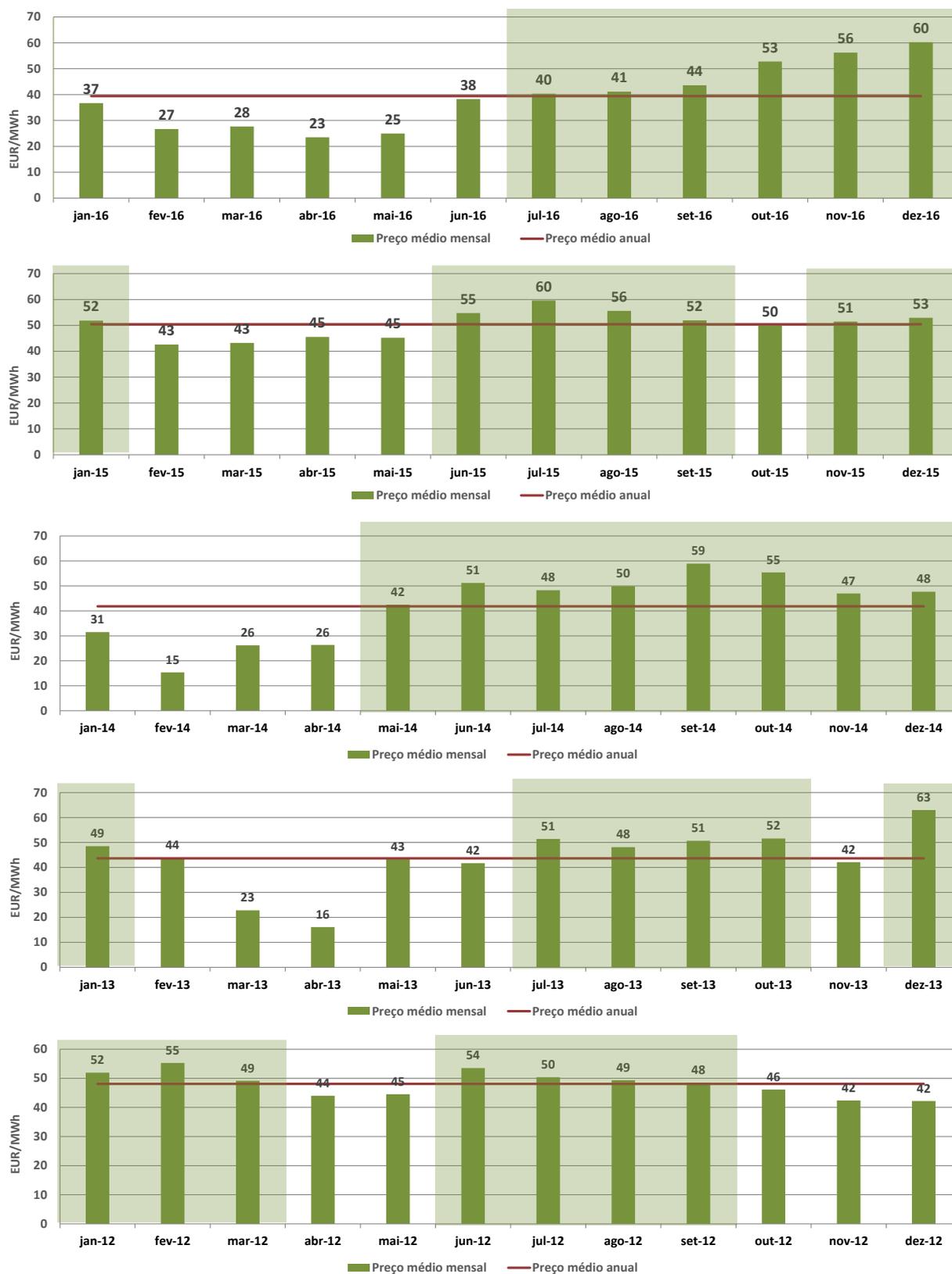
---

<sup>69</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>70</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.

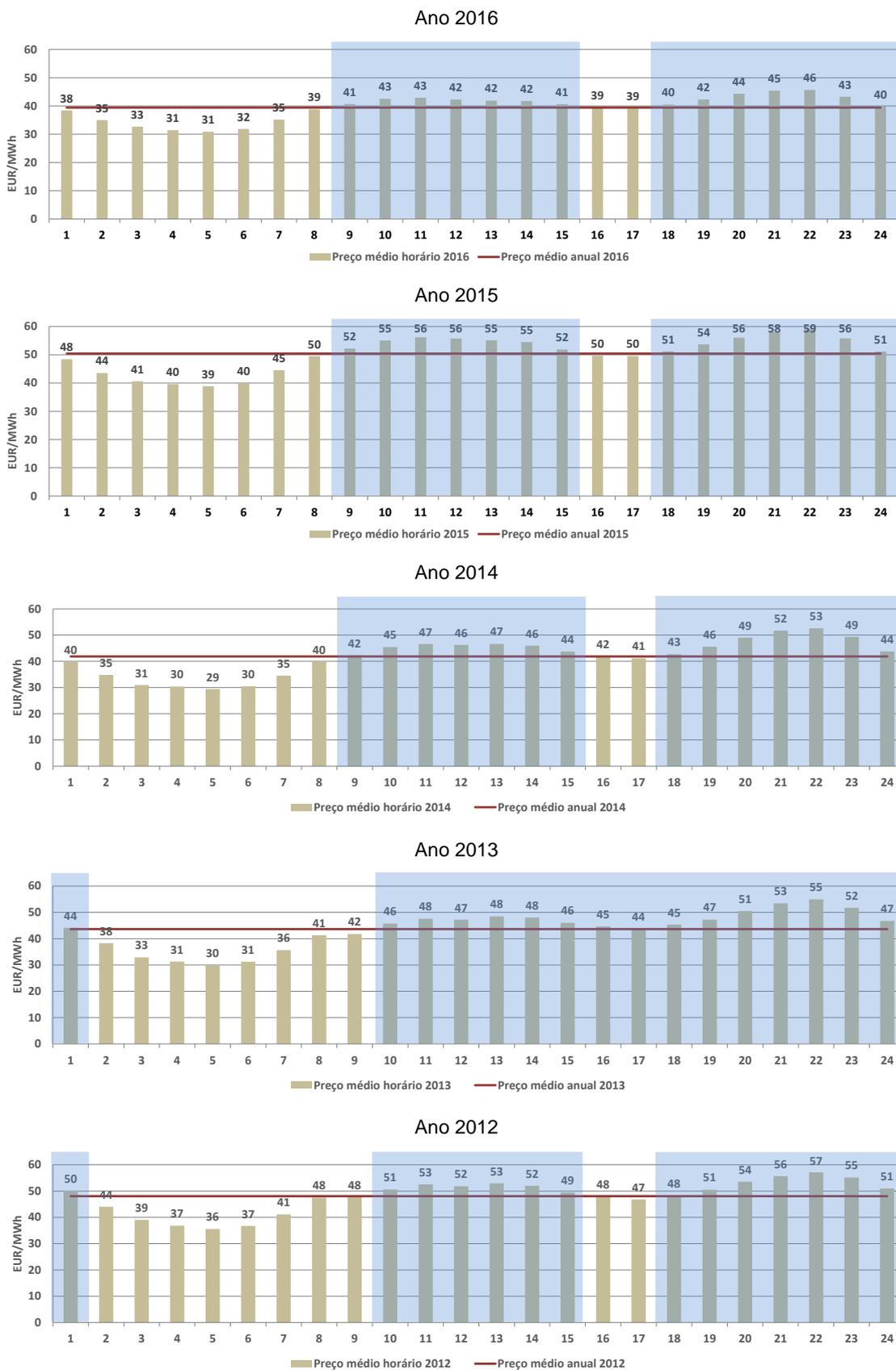
<sup>71</sup> Média aritmética dos preços horários no mercado diário, entre a primeira hora do primeiro dia do ano e a última hora do último dia do ano.

Figura 5-4 - Preços médios de mercado mensais, de 2012 a 2016



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 das horas 16 e 17.

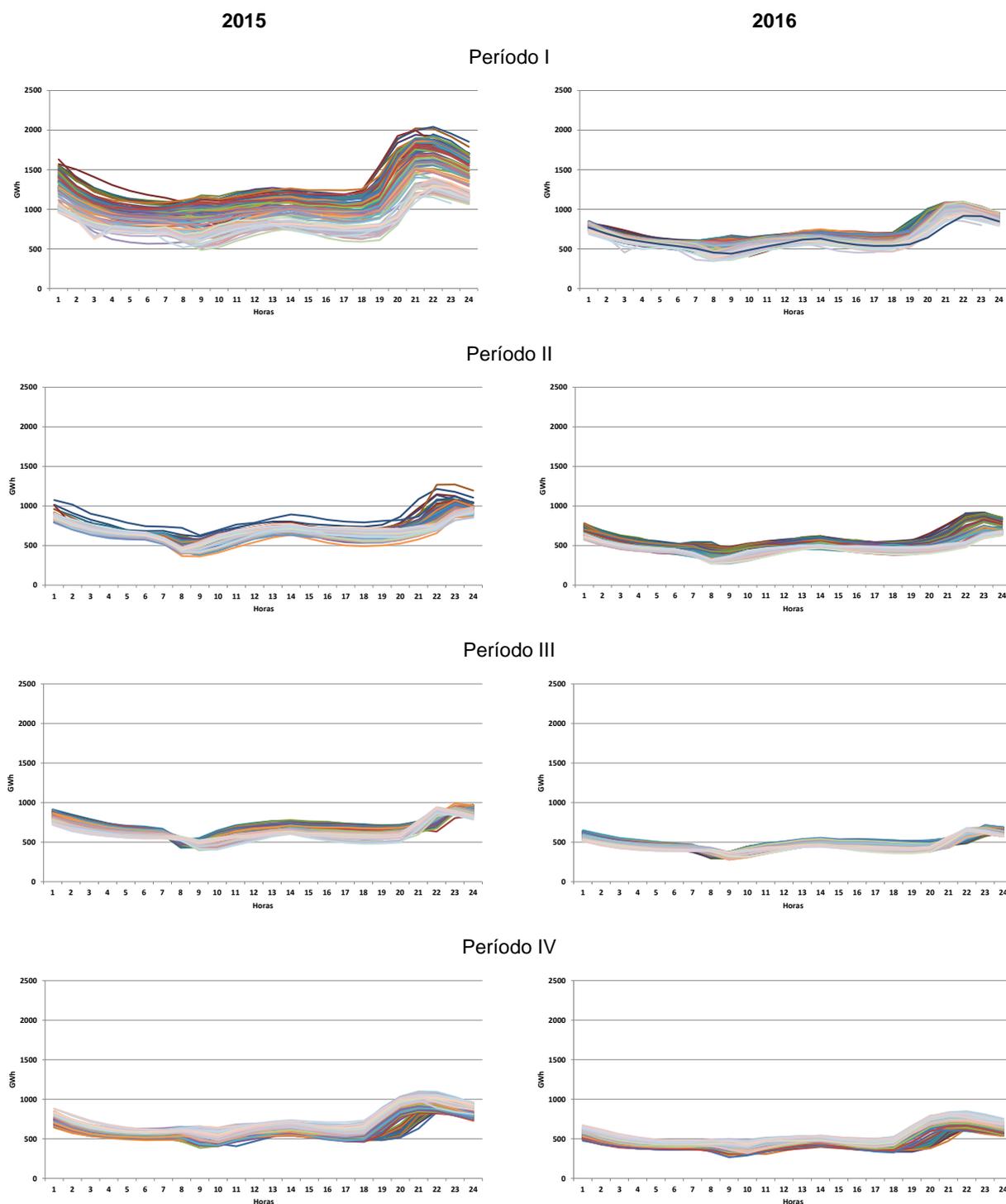
Figura 5-5 - Preços médios de mercado por hora, de 2012 a 2016



Em seguida, analisam-se na Figura 5-6 os perfis de consumo dos clientes do CUR para 2015 e para 2016. 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).

Como se pode verificar, entre 2015 e 2016 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 também visível 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 2015 e 2016 por períodos (I, II, III e IV)

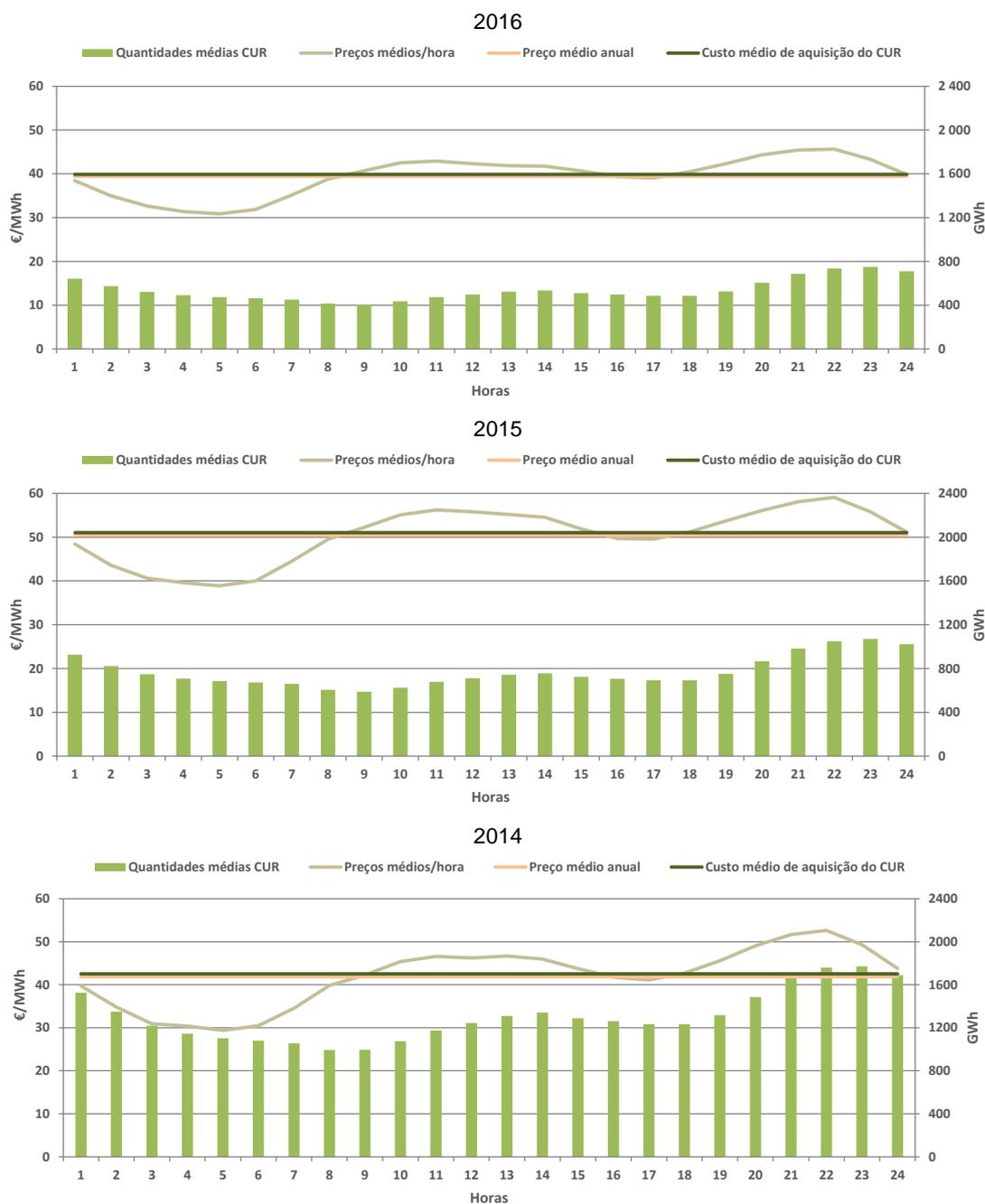


Fonte: EDP SU

A Figura 5-7 apresenta, entre 2014 e de 2016, 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. Em 2016 este perfil alisou 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. Ponderando pelas quantidades adquiridas pelo CUR, este custo diminui para 39,8€/MWh em 2016, situando-se entre o preço médio anual (39,4€/MWh) e o custo médio de aquisição do CUR (39,9€/MWh).

**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 2014 e 2016**



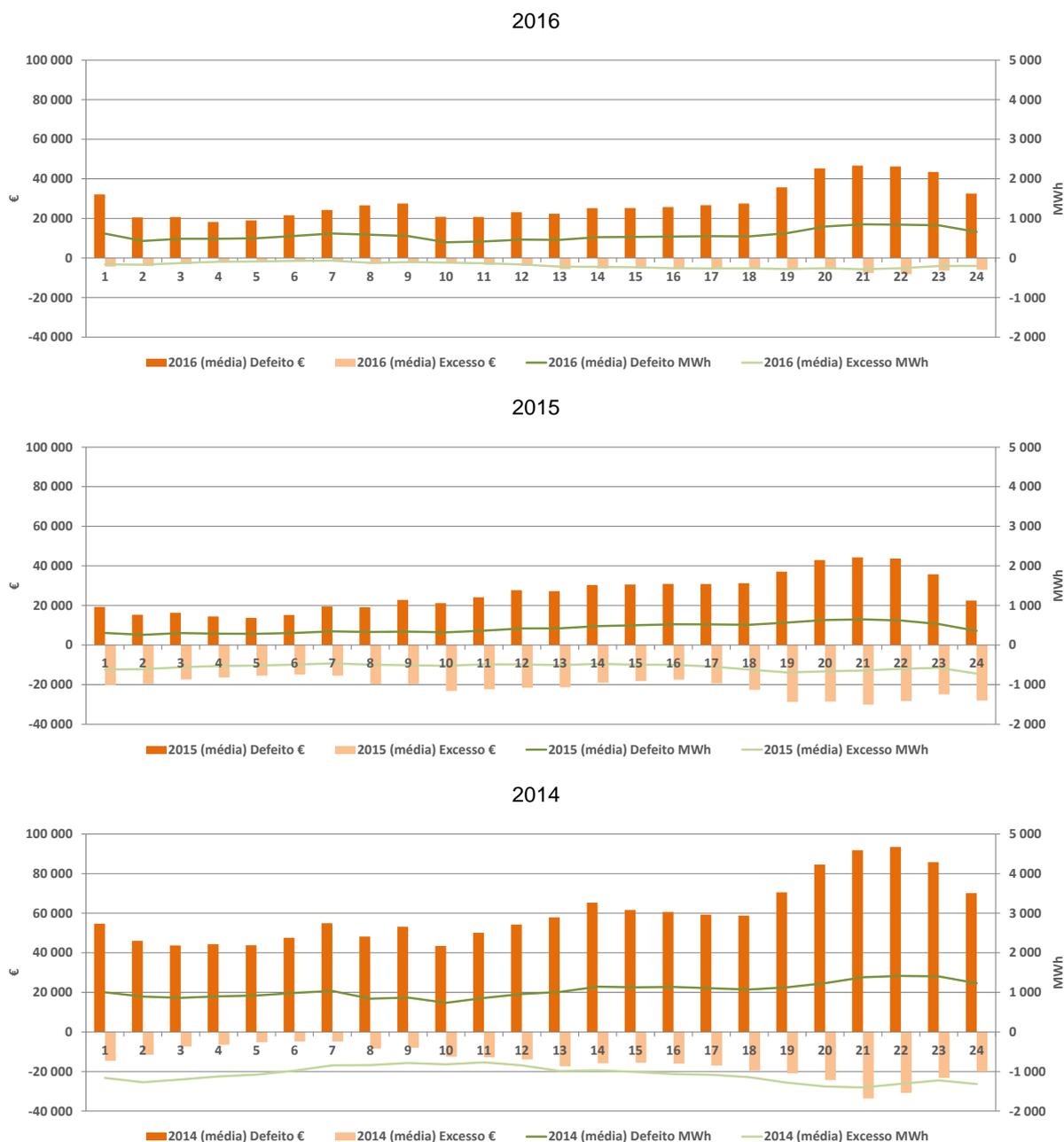
Fonte: EDP SU

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>72</sup> e pela partilha dos custos relativos à

<sup>72</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.

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 2015 e para 2016. A Figura 5-8 apresenta essa evolução.

**Figura 5-8 - Desvios de consumos do CUR e por hora, de 2014 e 2016**



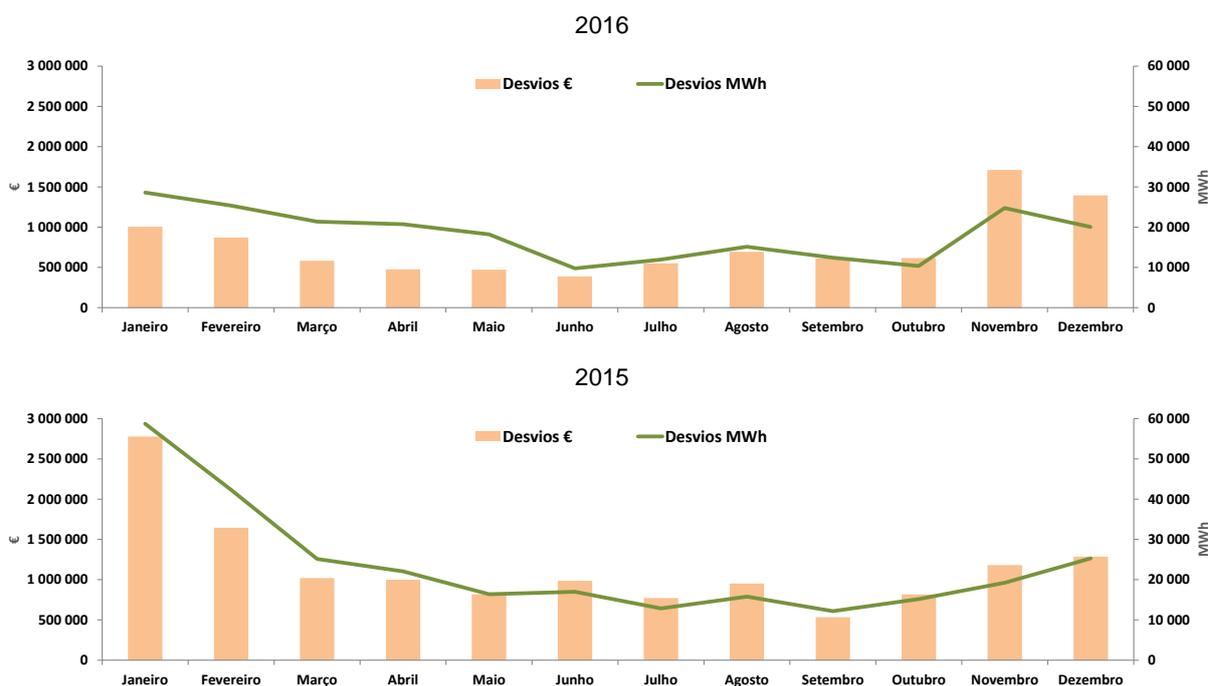
Fonte: EDP SU

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. Nota-se um grande decréscimo da série “Excesso” em 2016 relativamente a 2015.

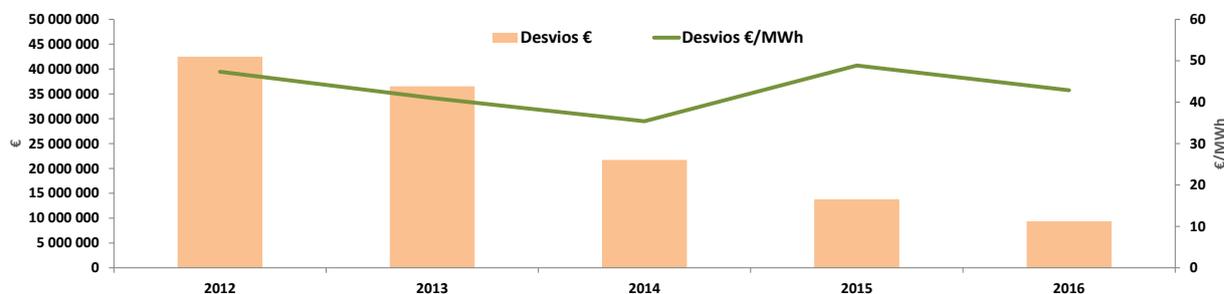
Os custos totais de 2015 e de 2016 associados aos desvios da procura do CUR são apresentados na Figura 5-9. Verifica-se que estes custos diminuíram em relação a 2015, quer em termos monetários, quer em termos de energia, exceto nos últimos dois meses do ano.

**Figura 5-9 - Desvios totais de consumos do CUR, em 2015 e 2016**



Fonte: EDP SU

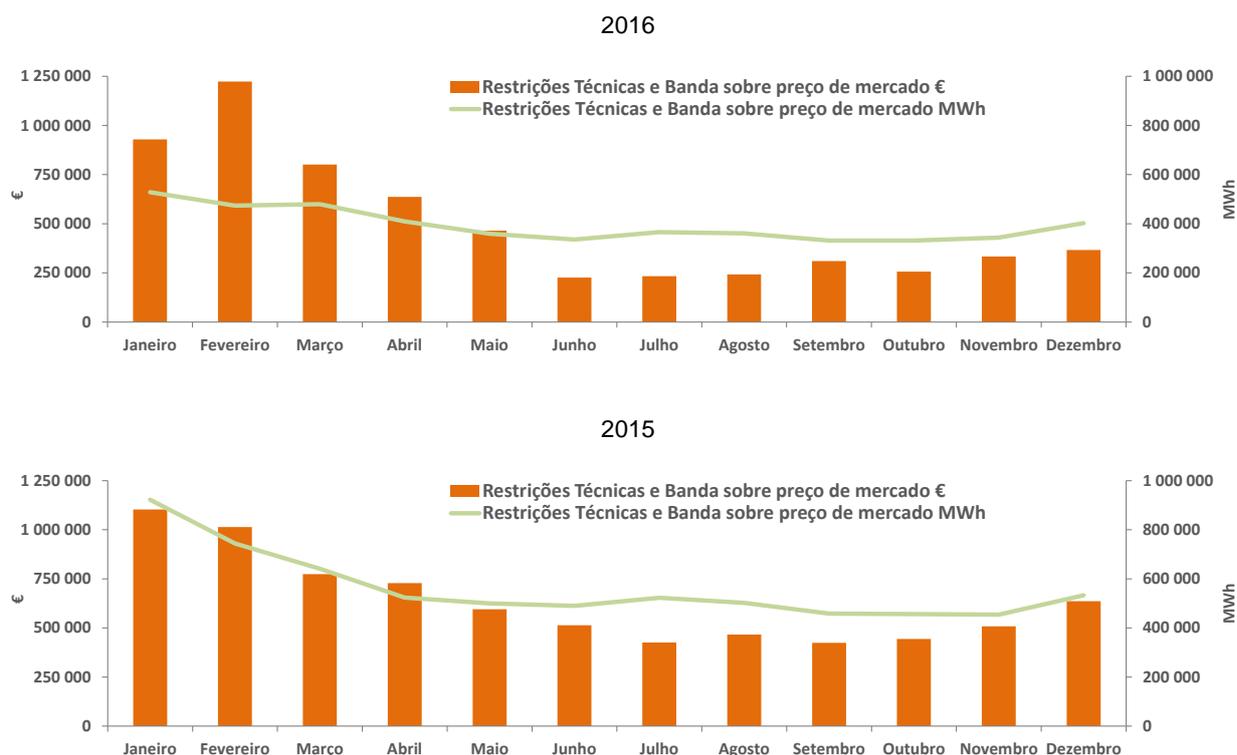
**Figura 5-10 – Evolução dos desvios totais de consumo anuais do CUR, desde 2012**



Fonte: EDP SU

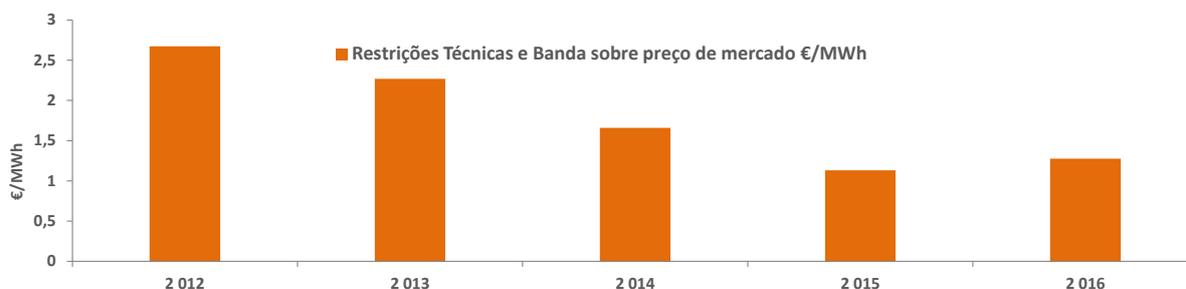
A última parcela de custos que se adiciona para determinar o custo de aquisição de energia elétrica é a relacionada com os custos com a banda de regulação e com resolução de restrições técnicas. Estes custos não dependem da gestão do próprio comercializador, mas derivam da gestão técnica do sistema e são distribuídos por todos os consumidores na proporção do seu consumo. A Figura 5-11 apresenta, para 2015 e 2016, os encargos associados à banda de regulação e à resolução de restrições técnicas que foram imputados ao CUR.

**Figura 5-11 - Custos totais com banda de regulação e resolução de restrições técnicas imputadas ao CUR, em 2015 e 2016**



Fonte: EDP SU

**Figura 5-12 – Evolução dos desvios totais de consumo anuais do CUR, desde 2012**



Fonte: EDP SU

A análise efetuada permitiu concluir que o perfil de consumo dos clientes do CUR alterou-se nestes últimos anos, tendo levado a uma aproximação dos custos de aquisição do comercializador de último recurso dos preços médios do mercado *spot*. Esta tendência não teve um impacto significativo na evolução dos custos unitários 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 2018.

#### **5.4 CONTRAPARTIDA AOS MUNICÍPIOS 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>73</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 depende da

---

<sup>73</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.

densidade de clientes<sup>74</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:

$$r_{ref2007}^m = (\tilde{t}_{BTN2006}^m \times c_{BTN2006}^m + \tilde{t}_{BTE2006}^m \times c_{BTE2006}^m + \tilde{t}_{IP2006}^m \times c_{IP2006}^m) \times f_{RAn2007}^m$$

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 %.

<sup>74</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.

A tabela de fatores de densidade referida a propósito de  $f_{RAn_{2007}}^m$  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
$d < 15$ clientes/km <sup>2</sup>	14,40
$15 \leq d < 40$ clientes/km <sup>2</sup>	13,20
$40 \leq d < 125$ clientes/km <sup>2</sup>	9,60
$125 \leq d < 400$ clientes/km <sup>2</sup>	6,00
$d > 400$ clientes/km <sup>2</sup>	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 2018, 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 2017 e 2018 e analisam-se os dados reais do consumo de eletricidade do ano 2016, que influenciam o cálculo dos ajustamentos a repercutir nos proveitos permitidos de 2018.

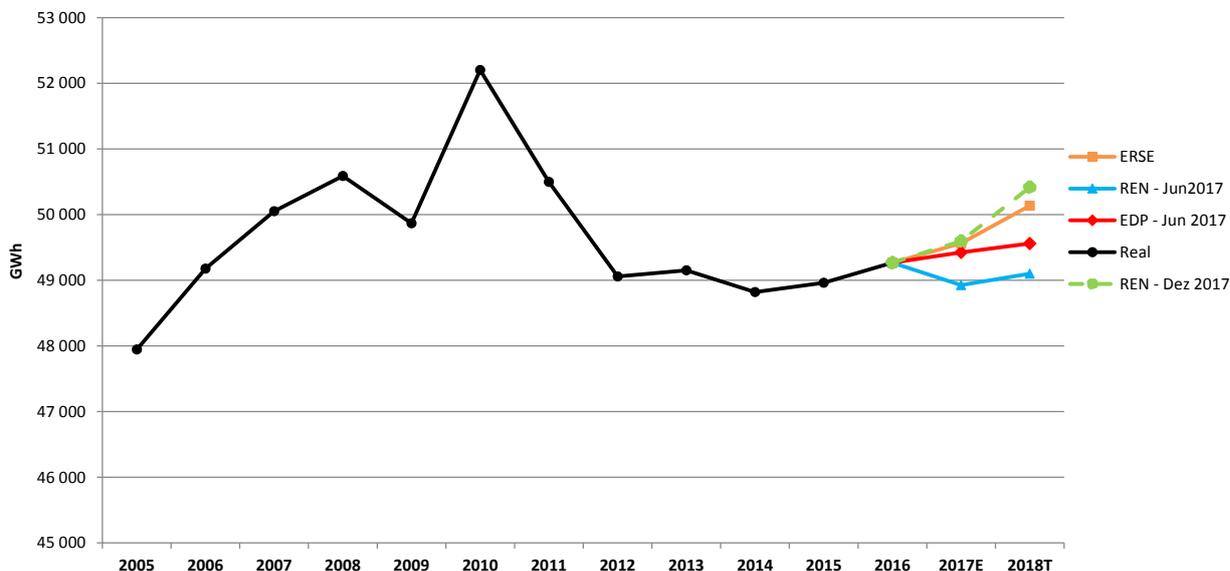
### **6.1 PREVISÃO DA PROCURA**

Nos termos regulamentares, em junho de 2017, a REN, a EDP Distribuição, a EDP Serviço Universal, a EDA e a EEM apresentaram as estimativas para o ano de 2017 e as previsões para o ano de 2018 de evolução da procura para efeitos do cálculo tarifário de 2018, que refletem as perspetivas destas empresas para a evolução do consumo e o 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 2018, que considera para o ano de 2017 uma subida de 0,6% no consumo referido à emissão e para 2018 um acréscimo de 1,16%, atingindo 50,1TWh. Estes valores foram obtidos após um ajuste de 217 GWh no nível de fornecimentos de 2016, reportados pela EDP Distribuição na informação para o cálculo tarifário de 2018, devido a uma sobreavaliação por esta empresa dos fornecimentos em BTN faturados por estimativa nesse ano. Neste sentido, as previsões de consumo utilizadas pela ERSE para 2017 e 2018 tiveram como base um nível de consumo em que este efeito de sobrefaturação foi neutralizado.

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 2018 os cenários de procura apresentados pela EDA e pela EEM para os anos de 2017 e 2018.

Para a Região Autónoma dos Açores, o consumo referido à emissão previsto para o cálculo tarifário de 2018 foi de 791 GWh, resultante de um crescimento estimado de 1,08% de 2016 para 2017 e de 0,54% de 2017 para 2018.

Relativamente à Região Autónoma da Madeira, o consumo referido à emissão implícito na proposta tarifária para 2018 considera um incremento de 0,27% para o ano de 2017 e de 0,52% para o ano de 2018, alcançando 867 GWh.

No documento “Caracterização da procura de energia elétrica em 2018” encontram-se mais desenvolvimentos e os pressupostos que justificam a previsão da procura considerada pela ERSE no exercício tarifário de 2018.

## 6.2 DESVIOS DA PROCURA

### BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA NO CONTINENTE

A comparação do balanço de energia elétrica verificado em 2016 com os valores previstos em 2015 para fixação das tarifas de 2016 coloca em evidência as seguintes diferenças:

- O consumo referido à emissão atingiu 49 269 GWh, situando-se 1,6% abaixo do valor previsto pela ERSE no cálculo das tarifas de 2016;
- O valor real dos fornecimentos totais a clientes atingiu 44 599 GWh, o que significa um decréscimo de 1% face à previsão;
- O consumo dos clientes em mercado livre foi de 40 397 GWh, situando-se 3,7% abaixo do valor previsto. No que diz respeito aos fornecimentos do CUR, atingiram 4 202 GWh, o que corresponde a um desvio por excesso de 35,1% em relação à previsão;
- A taxa de perdas na rede de transporte<sup>75</sup> em 2016 (1,63%) situou-se abaixo da previsão para tarifas (1,67%);
- A taxa de perdas nas redes de distribuição<sup>76</sup> situou-se em 9,48%, face a 9,66% previsto no cálculo tarifário de 2016, continuando em trajetória descendente face ao máximo histórico ocorrido em 2013 (11,22%).

Os quadros seguintes permitem comparar os valores ocorridos no ano de 2016 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 2016.

---

<sup>75</sup> Taxa de perdas na rede de transporte = Perdas na rede de transporte em GWh / Consumo referido à emissão em GWh.

<sup>76</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 6-1 - Consumo referido à emissão**

	2016 (real)	Tarifas 2016			Proposta REN para Tarifas 2016		
		GWh	2016 (real - previsto)		GWh	2016 (real - previsto)	
			GWh	%		GWh	%
<b>= EMISSÃO PARA A REDE PÚBLICA</b> (Variação média anual)	<b>49 269</b> 0,6%	<b>50 050</b> 1,0%	<b>-780</b>	<b>-1,6%</b>	<b>48 265</b> -0,6%	<b>1 004</b>	<b>2,1%</b>
- Perdas na rede de Transporte (perdas/emissão)	803 1,63%	838 1,67%	-35	-4,2%	808 1,67%	-6	
- Consumos Próprios	14	14	0		14	0	
<b>= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO</b> (incluindo os consumos em MAT)	<b>48 452</b> 0,3%	<b>49 197</b> 1,0%	<b>-745</b>	<b>-1,5%</b>	<b>47 442</b> -5,3%	<b>1 010</b>	<b>2,1%</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

**Quadro 6-2 - Balanço de energia elétrica da EDP Distribuição**

	2016 (real)	Tarifas 2016			Proposta EDP Distribuição para Tarifas 2016		
		GWh	2016 (real - previsto)		GWh	2016 (real - previsto)	
			GWh	%		GWh	%
<b>= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO</b> (incluindo os consumos em MAT)	<b>48 629</b>	<b>49 197</b>	<b>-568</b>	<b>-1,2%</b>	<b>48 862</b>	<b>-233</b>	<b>-0,5%</b>
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	4 029 9,48%	4 143 9,66%	-114	-2,8%	4 115 9,66%	-86	-2,1%
- Consumos Próprios	0	0	0		0	0	
<b>= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO COMERCIALIZADOR REGULADO E A CLIENTES NO MERCADO</b>	<b>44 599</b>	<b>45 054</b>	<b>-454</b>	<b>-1,0%</b>	<b>44 747</b>	<b>-148</b>	<b>-0,3%</b>
Clientes do comercializador de último recurso	4 202	3 110	1 092	35,1%	3 513	689	19,6%
MAT	0	0	0	n.a.	0	0	n.a.
AT	27	0	27	n.a.	0	27	n.a.
MT	162	142	20	14,1%	30	132	446,9%
BT	4 013	2 968	1 045	35,2%	3 483	530	15,2%
Clientes no mercado	40 397	41 944	-1 547	-3,7%	41 234	-837	-2,0%
MAT	2 088	2 168	-79	-3,7%	2 153	-64	-3,0%
AT	6 615	7 101	-486	-6,8%	7 053	-438	-6,2%
MT	14 249	14 280	-31	-0,2%	14 294	-45	-0,3%
BT	17 445	18 395	-951	-5,2%	17 734	-290	-1,6%

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 2015 e em 2016, bem como os valores previstos em 2015 para fixação das tarifas de 2016. A análise deste quadro evidencia os seguintes aspetos:

- O consumo referido à emissão, na Região Autónoma dos Açores atingiu os 780,5 GWh, situando-se 1,7% acima do previsto em tarifas de 2016, e com uma subida de +1,2% face a 2015;
- A emissão para a rede das centrais da EDA atingiu os 515,8 GWh, que representa um acréscimo de 4% relativamente a 2015 e um desvio por excesso de 10,8% face à previsão para tarifas 2016;
- As aquisições a produtores independentes reduziram 3,9% face a 2015 e ficaram 12,4% abaixo do previsto para tarifas de 2016, situando-se em 264,2 GWh;
- De 2015 para 2016 os fornecimentos registaram um acréscimo de 1,4%, tendo atingido 730,2 GWh, o que representa um desvio de +2,3% face ao previsto no cálculo tarifário de 2016. A análise por níveis de tensão mostra que em 2016 houve uma recuperação dos fornecimentos em MT (+1,1%), situando-se 6,2% acima da previsão, enquanto na BT o desvio face ao previsto para o cálculo tarifário de 2016 foi de sentido contrário (-0,1%), apesar do aumento de fornecimentos que se observa face a 2015 (+1,5%);
- A taxa de perdas de 2016 foi de 6,6%, inferior ao valor previsto em 0,68 pontos percentuais.

**Quadro 6-3 - Balanço de energia elétrica da EDA**

	2015 (real)	2016 (real)	Δ% 2016/2015	Tarifas 2016 = Proposta EDA		
				MWh	2016 (real - previsto)	
					MWh	%
Produção						
Centrais da EDA	515 663	536 033	4,0%	483 185	52 849	10,9%
Consumo e perdas nas centrais	19 502	20 255	3,9%	17 656	2 600	14,7%
Emissão própria	496 161	515 778	4,0%	465 529	50 249	10,8%
Outros produtores do SPA	0	0		0	0	
Microgeração	376	520		383		
Produtores do SIA	274 980	264 218	-3,9%	301 774	-37 556	-12,4%
Consumo referido à emissão	771 517	780 516	1,2%	767 686	12 693	1,7%
Consumos próprios	1 543	1 918	24,3%	1 483	435	
Fornecimentos	720 152	730 176	1,4%	714 028	16 148	2,3%
MT	278 926	282 124	1,1%	265 641	16 484	6,2%
BT	441 225	448 051	1,5%	448 387	-336	-0,1%
Energia saída da rede	721 695	732 093	1,4%	715 511	16 582	2,3%
Perdas na rede	49 822	48 422	-2,8%	52 175	-3 889	-7,5%
Taxa de perdas <sup>[1]</sup>	6,92%	6,63%	-0,29 p.p.	7,31%		-0,68 p.p.

Nota [1]: Taxa de perdas = Perdas na rede / Fornecimentos

Fonte: ERSE, EDA

#### BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

No Quadro 6-4 é apresentado o balanço de energia elétrica da EEM. A comparação dos valores verificados em 2015 e em 2016 e dos valores aceites nas tarifas para 2016, evidencia os seguintes pontos:

- Em 2016, a energia entrada na rede (861,7 GWh) apresenta um aumento de 0,3% face ao valor de 2015 e um desvio de -2,1% face à previsão para o cálculo tarifário de 2016;
- As centrais da EEM tiveram um decréscimo da emissão para a rede de 0,1% face a 2015, enquanto a produção independente teve um aumento de 2,6%. Em relação às previsões para tarifas de 2016, verificam-se desvios de -2,1% e de -4,7%, respetivamente nas centrais da EEM e nas centrais do SIM;

- O consumo referido à emissão (861 GWh) registou em 2016 um acréscimo de 0,4% face a 2015 e um desvio de -2% comparativamente com as previsões para tarifas de 2016;
- Os fornecimentos atingiram 788,1 GWh em 2016, o que corresponde a um aumento de 0,5% em relação a 2015 e a um desvio por defeito de 1,9% face à previsão de tarifas 2016. Por níveis de tensão, verificam-se comportamentos opostos dos fornecimentos em AT/MT, que cresceram 2,6%, e dos de BT, que decresceram 0,3% face a 2015. Comparativamente com as previsões para tarifas 2016, o desvio dos fornecimentos em AT/MT foi de +5,8%, enquanto na BT esta diferença foi de -4,4%;
- Em 2016, a taxa de perdas na rede situou-se em 9,13%, inferior ao valor previsto para tarifas 2016 em 0,07 pontos percentuais.

**Quadro 6-4 - Balanço de energia elétrica da EEM**

	2015 (real)	2016 (real)	Δ% 2015/2016	Tarifas 2016 = Proposta EEM		
				MWh	2016 (real - previsto)	
					MWh	%
Produção						
Centrais da EEM	529 100	527 338	-0,3%	533 603	-6 265	-1,2%
Consumo e perdas nas centrais	15 939	14 939	-6,3%	10 237	4 702	45,9%
Emissão própria	513 161	512 399	-0,1%	523 366	-10 967	-2,1%
Outros produtores do SPM	192 922	192 262	-0,3%	192 000	262	0,1%
Produtores do SIM	153 070	157 027	2,6%	164 856	-7 829	-4,7%
Total da energia entrada na rede	859 152	861 688	0,3%	880 222	-18 533	-2,1%
Bombagem	1 828	722	-60,5%	2 000	-1 278	-63,9%
Consumo referido à emissão	857 324	860 966	0,4%	878 222	-17 255	-2,0%
Consumos próprios	949	962	1,3%	990	-28	-2,8%
Fornecimentos	784 348	788 091	0,5%	803 393	-15 303	-1,9%
AT/MT	203 632	208 964	2,6%	197 577	11 387	5,8%
BT	580 716	579 127	-0,3%	605 817	-26 690	-4,4%
Energia saída da rede	785 297	789 052	0,5%	804 383	-15 331	-1,9%
Perdas nas redes	72 027	71 914	-0,2%	73 838	-1 925	-2,6%
Taxa de perdas <sup>(1)</sup>	9,18%	9,13%	-0,06 p.p.	9,19%		-0,07 p.p.

Nota [1]: Taxa de perdas = Perdas na rede / Fornecimentos

Fonte: ERSE, EEM



## 7 INFORMAÇÃO RECEBIDA

Para a determinação dos proveitos permitidos, as empresas reguladas do Setor Elétrico têm obrigações ao nível da prestação de informação, que no momento de reporte da informação para o período regulatório 2018-2020, 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 551/2014, de 14 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 o período regulatório 2018-2020, para a determinação dos proveitos permitidos para o ano de 2018 e dos ajustamentos dos anos 2016 (t-2) e 2017 (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;
- No caso particular da ADENE que desempenha a atividade de OLMC a informação reportada não obedeceu a qualquer norma estabelecida pela ERSE, uma vez que essas ainda não foram elaboradas;
- Refira-se que a informação da ADENE foi enviada posteriormente à data de reporte de informação estabelecidas no Regulamento Tarifário, não permitindo uma análise mais aprofundada da mesma. Tal situação resultou da dificuldade de em tempo útil, dado os *timings* de constituição do OLMC como operador independente em prestar a informação mais exaustiva, nomeadamente auditorias a determinados agregados de custos. Refira-se, contudo, que todos os esclarecimentos solicitados pela ERSE à ADENE foram prontamente respondidos por esta entidade.

Realça-se, que o Regulamento Tarifário em vigor refere a necessidade de prestação de informação por parte das empresas, procurando uma maior transparência na informação económica, por forma a diminuir o risco de subsídio das atividades não reguladas das empresas, através das suas atividades reguladas. Assim, é importante que as empresas prestem ao regulador toda a informação prevista regulamentarmente nos prazos definidos para o efeito.

## **ANEXO - POTÊNCIAS INSTALADAS NOS CENTROS ELETROPRODUTORES**

A repartição do financiamento da tarifa social é efetuada na proporção da potência instalada, nos termos do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, e pela Lei nº 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para o ano de 2016.

No quadro seguinte encontram-se os titulares e as potências instaladas dos centros electroprodutores, indicados pela Direção Geral de Energia e Geologia, que foram usados para este efeito no presente exercício tarifário.

Centros electroprodutores considerados na repartição do financiamento da tarifa social

Centrais	Titulares	2015		2016		Observações
		MVA	MW	MVA	MW	
CH AGUIEIRA	EDP Gestão da Produção	300	267	300	270	Acerto na potência instalada em MW em 2016
CH ALQUEVA	Hidroelétrica do Guadiana	294	240	294	240	
CH ALQUEVA II	Hidroelétrica do Guadiana	286	257	286	257	
CH ALTO LINDOSO	EDP Gestão da Produção	700	630	700	630	
CH ALTO RABAGÃO	EDP Gestão da Produção	90	72	90	72	
CH BAIXO SABOR JUSANTE	EDP Gestão da Produção	40	36	40	36	
CH BAIXO SABOR MONTANTE	EDP Gestão da Produção	170	153	170	153	
CH BELVER	EDP Gestão da Produção	96	81	96	81	
CH BEMPOSTA	EDP Gestão da Produção	234	210	234	210	
CH BEMPOSTA II	EDP Gestão da Produção	212	191	212	191	
CH BOUÇÃ	EDP Gestão da Produção	56	50	56	50	
CH BOUÇOAS-SONIM	Pebble Hydro	12	11	12	11	Não é PRO, mas potência instalada superior a 10 MVA
CH BRAGADAS	Emp. Hidr. Alto Tâmega e Barroso	13	12	13	12	Não é PRO, mas potência instalada superior a 10 MVA
CH CABRIL	EDP Gestão da Produção	123	98	123	98	
CH CABRIZ	Município de Ribeira de Pena	12	10	12	10	Não é PRO, mas potência instalada superior a 10 MVA
CH CALDEIRÃO	EDP Gestão da Produção	40	32	40	32	
CH CANIÇADA	EDP Gestão da Produção	68	60	68	60	
CH CARRAPATELO	EDP Gestão da Produção	201	180	201	180	
CH CASTELO DO BODE	EDP Gestão da Produção	174	141	174	141	
CH CRESTUMA-LEVER	EDP Gestão da Produção	108	105	108	105	
CH DESTERRO II	EDP Gestão da Produção	15	13	15	13	
CH FRATEL	EDP Gestão da Produção	150	130	150	130	
CH LINDOSO	EDP Gestão da Produção					Parada desde 2013
CH MIRANDA	EDP Gestão da 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	Hidroelétrica do Guadiana	11	10	11	10	Não é PRO, mas potência instalada superior a 10 MVA
CH PENACOVA	EDP Gestão da Produção	11	11	11	11	Não é PRO, mas potência instalada superior a 10 MVA
CH PICOTE	EDP Gestão da Produção	216	180	216	180	
CH PICOTE II	EDP Gestão da Produção	273	246	273	246	
CH POCINHO	EDP Gestão da Produção	186	166	186	166	
CH PONTE DE JUGAIS	EDP Gestão da Produção	22	19	22	19	
CH PRACANA	EDP Gestão da Produção	48	41	48	41	
CH RAIVA	EDP Gestão da Produção	26	23	26	20	Acerto na potência instalada em MW em 2016
CH RÉGUA	EDP Gestão da Produção	174	156	174	156	
CH RIBEIRADIO	Green Vouga	83	75	83	75	
CH SABUGUEIRO II	EDP Gestão da Produção	11	10	11	10	Não é PRO, mas potência instalada superior a 10 MVA
CH SABUGUEIRO I	EDP Gestão da Produção	16	13	16	13	
CH SALAMONDE	EDP Gestão da Produção	50	42	50	42	
CH SALAMONDE II	EDP Gestão da Produção	*280	*246	280	246	(* O valor de 2015 foi atualizado)
CH SANTA LUZIA	EDP Gestão da Produção	32	29	32	29	
CH TABUAÇO	EDP Gestão da 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 Gestão da Produção	160	146	160	146	
CH TOUVEDO	EDP Gestão da Produção	24	22	24	22	
CH VALEIRA	EDP Gestão da Produção	240	216	240	216	
CH VAROSA (EX. CHOCALHO)	EDP Gestão da Produção	30	25	30	25	
CH VENDA NOVA II - FRADES	EDP Gestão da Produção	213	196	213	196	
CH VILA COVA	EDP Gestão da Produção	26	23	26	23	
CH VILA NOVA + PARADELA	EDP Gestão da Produção	163	136	163	136	
CH VILARINHO DAS FURNAS	EDP Gestão da Produção	161	138	161	138	
CH VENDA NOVA 3 - FRADES 2	EDP Gestão da Produção			857	780	Valores provisórios
CH SENHORA DO PORTO	EDP Gestão da Produção	10,6	8,8	10,6	8,8	Não é PRO, mas potência instalada superior a 10 MVA
CH SENHORA DE MONFORTE	Energias Hidroelétricas	10	9,1	10	9,1	Não é PRO, mas potência instalada superior a 10 MVA
CH TORGA	EDP Gestão da Produção	10	9,3	10	9,3	Não é PRO, mas potência instalada superior a 10 MVA
CH SORDO	EDP Gestão da Produção	10	9,3	10	9,3	Não é PRO, mas potência instalada superior a 10 MVA
CH CANEDO 2	HDR Hidroelétrica	10,8	9,8	10,8	9,8	Não é PRO, mas potência instalada superior a 10 MVA
CH REBORDELO	EDP Gestão da Produção	11	9,9	11	9,9	Não é PRO, mas potência instalada superior a 10 MVA
CH ERMAL	EDP Gestão da Produção	13	10,0	13	10,0	Não é PRO, mas potência instalada superior a 10 MVA
CCGN PEGO	Endesa (Elecgás)	1 006	845	1 006	845	
CCGN TAPADA DO OUTEIRO	Turbogas	1 191	1 057	1 191	1 057	
CCGN LARES	EDP Gestão da Produção	1 061	902	1 061	902	
CCGN RIBATEJO	EDP Gestão da Produção	1 346	*1 211	1 346	*1 211	(* Acerto na potência instalada em MW)
PEGO	Tejo Energia	724	615	724	615	
SETÚBAL	EDP Gestão da Produção					
SINES	EDP Gestão da Produção	1 443	1 259	1 443	1 259	
TUNES	EDP Gestão da Produção					

Nota: A Central Hidroelétrica de FOZ TUA começou a funcionar em Abril de 2017 (261 MW).

Fonte: DGE