

**TARIFAS E PREÇOS
PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS
SERVIÇOS EM 2020**

Dezembro 2019

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

ÍNDICE

0	SUMÁRIO EXECUTIVO	1
0.1	Evolução das tarifas para a energia elétrica em 2020 e dos preços dos serviços regulados	2
0.2	Principais determinantes da variação dos proveitos	10
0.2.1	Pressupostos Financeiros	10
0.2.2	Custos de aprovisionamento de energia do Comercializador de último recurso	11
0.2.3	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados	12
0.2.3.1	Diferencial de custo de Produção em Regime Especial.....	16
0.2.3.2	Custos para a manutenção do equilíbrio contratual	17
0.2.3.3	Diferencial de custo das centrais com CAE	18
0.2.3.4	Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas.....	19
0.2.4	Amortizações e juros da dívida tarifária	19
0.2.5	Procura de energia elétrica	22
0.2.6	Proveitos permitidos por atividade em 2020	23
1	INTRODUÇÃO.....	25
2	ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO E SETORIAL.....	27
2.1	Economia mundial.....	27
2.2	Economia portuguesa.....	31
2.3	Breve enquadramento setorial.....	35
3	PROVEITOS PERMITIDOS.....	39
3.1	Metodologias de regulação	40
3.2	Proveitos permitidos a recuperar em 2020.....	45
4	TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2020.....	91
4.1	Tarifas.....	91
4.2	Tarifa do operador logístico de mudança de comercializador.....	97
4.3	Tarifas por atividade da entidade concessionária da RNT	97
4.3.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	97
4.3.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	99
4.3.2.1	Tarifas de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte aplicáveis às entradas na RNT e na RND.....	99
4.3.2.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT	100
4.4	Tarifas por atividade dos operadores de rede de distribuição	102
4.4.1	Tarifa de operação logística de mudança de comercializador.....	102
4.4.2	Tarifa de Uso Global do Sistema	103
4.4.3	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	108
4.4.4	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	111

4.5	Tarifas por atividade do Comercializador de último recurso	114
4.5.1	Tarifa transitória de Energia	115
4.5.2	Tarifas de Comercialização	116
4.6	Tarifas de Acesso às Redes	117
4.7	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores da rede de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT.....	122
4.8	Tarifas da Mobilidade Elétrica	124
4.8.1	Tarifas da EGME aplicáveis aos CEME, aos OPC e aos DPC.....	125
4.8.2	Tarifas de acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica	125
4.8.3	Tarifas de Energia e Comercialização aplicáveis à Mobilidade Elétrica nas RA.....	128
4.9	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental.....	130
4.10	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	138
4.10.1	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2020	140
4.11	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	143
4.11.1	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2020	144
4.12	Tarifa Social	148
4.12.1	Tarifa social de Acesso às Redes a vigorar em 2020	150
4.12.2	Tarifa social de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso a vigorarem em 2020	152
5	PARÂMETROS PARA A DEFINIÇÃO DAS TARIFAS.....	155
5.1	Parâmetros a vigorar em 2020	155
6	PREÇOS DE SERVIÇOS REGULADOS	197
6.1	Preços previstos no Regulamento de Relações Comerciais.....	197
6.1.1	Enquadramento regulamentar	197
6.1.2	Propostas das empresas	197
6.1.2.1	Preços de leitura extraordinária	198
6.1.2.2	Quantia mínima a pagar em caso de mora	201
6.1.2.3	Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais	201
6.1.2.4	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica	202
6.1.3	Preços a vigorar em 2020	207
6.1.3.1	Preços de leitura extraordinária	209
6.1.3.2	Quantia mínima a pagar em caso de mora	212
6.1.3.3	Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais	213
6.1.3.4	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica	213
6.2	Preços previstos no Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica.....	218
6.2.1	Enquadramento regulamentar	218
6.2.2	Propostas das empresas	218
6.2.2.1	Preço do serviço de alteração temporária da potência contratada de forma remota.....	219

6.2.2.2	Preço do serviço da operação de desselagem e resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição.....	220
6.2.2.3	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimentos remotos.....	221
6.2.2.4	Preços dos serviços de aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos ORD BT.....	222
6.2.2.5	Preços dos serviços de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes.....	223
6.2.3	Preços a vigorar em 2020.....	224
6.2.3.1	Preço do serviço de alteração temporária da potência contratada de forma remota.....	225
6.2.3.2	Preços dos serviços da operação de desselagem e resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição.....	226
6.2.3.3	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimentos remotos.....	227
6.2.3.4	Preços dos serviços de aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos ORD BT.....	228
6.2.3.5	Preços do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes.....	229
6.3	Preços previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço.....	230
7	ANÁLISE DO IMPACTE DAS DECISÕES TARIFÁRIAS.....	231
7.1	Impacte no Preço Médio das Tarifas por Atividade.....	233
7.1.1	Evolução do preço médio das tarifas por atividade entre 2019 e 2020.....	233
7.1.2	Evolução das tarifas por atividade entre 2002 e 2020.....	235
7.2	Impacte no preço médio das tarifas de acesso às redes.....	239
7.2.1	Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes entre 2019 e 2020.....	239
7.2.2	Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2020.....	245
7.2.3	Evolução das tarifas de Acesso às Redes entre 1999 e 2020.....	248
7.3	Impacte no preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais.....	250
7.3.1	Evolução do preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais entre 2019 e 2020.....	250
7.3.2	Estrutura do preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais em 2020.....	253
7.3.3	Evolução do preço médio das Tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais entre 1990 e 2020.....	255
7.4	Impacte no preço médio das tarifas transitórias de venda a clientes finais do comercializador de último recurso.....	259
7.4.1	Evolução do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais entre 2019 e 2020.....	259
7.4.2	Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2020.....	261
7.4.3	Evolução das Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais entre 1990 e 2020.....	264
7.5	Impacte no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	268
7.5.1	Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA entre 2019 e 2020.....	268
7.5.2	Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA entre 1990 e 2020.....	269
7.6	Impacte no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.....	272

7.6.1	Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM entre 2019 e 2020.....	272
7.6.2	Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM entre 1990 e 2020.....	274
7.7	Análise da Convergência Tarifária	277
7.8	Impactes tarifários dos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral, em 2020	280
	ANEXOS.....	285
	ANEXO I PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES.....	287
	ANEXO II SIGLAS.....	293
	ANEXO III DOCUMENTOS COMPLEMENTARES.....	299

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental nos últimos 5 anos.....	4
Figura 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores nos últimos 5 anos.....	5
Figura 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira nos últimos 5 anos.....	6
Figura 0-4 - Variação das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental nos últimos 5 anos	8
Figura 0-5 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 1999	13
Figura 0-6 - Custos de CIEG associados à produção de energia eléctrica por unidade produzida.....	16
Figura 0-7 - Diferencial de custo por unidade produzida das tecnologias de PRE com remuneração garantida.....	17
Figura 2-1 - Crescimento real do PIB	28
Figura 2-2 - Crescimento real do PIB na zona euro e nos EUA.....	29
Figura 2-3 - Taxas <i>refi</i> e da facilidade de depósito do BCE e taxas Euribor a 1 semana e 12 meses.....	30
Figura 2-4 - Economia portuguesa: taxa de crescimento real anual do PIB.....	31
Figura 2-5 - Contributos da Procura Interna* e da Procura Externa Líquida** para a taxa de crescimento do PIB em Portugal.....	32
Figura 2-6 - Procura interna e investimento em Portugal entre 1997 e terceiro trimestre de 2019	33
Figura 2-7 - Inflação em Portugal.....	34
Figura 2-8 - PIB e consumo de energia eléctrica referido à emissão	36

Figura 2-9 - Intensidade elétrica em Portugal e na UE.....	37
Figura 3-1 – Rendimentos estimados do setor elétrico	45
Figura 3-2 - Estrutura dos custos por atividade	46
Figura 3-3 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 2000	53
Figura 3-4 - Proveitos de energia e comercialização do CUR.....	55
Figura 3-5 - Energia e número de clientes	55
Figura 3-6 - Custos médios de aquisição em mercado e serviços de sistema	56
Figura 3-7 - Preços médios mensais energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> (euros) (índice jan. 2004=100).....	57
Figura 3-8 - Média móvel mensal preços <i>spot</i> energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> (euros) (índice jan. 2004=100)	58
Figura 3-9 - Energia transacionada no mercado ibérico por tecnologia	59
Figura 3-10 - Satisfação do consumo referido à emissão em Portugal	60
Figura 3-11 - Evolução preço diário <i>Brent</i> (EUR/bbl) desde 2014	61
Figura 3-12 - Preço de futuros petróleo <i>Brent</i> para entrega em dezembro de 2020	62
Figura 3-13 - Evolução preço carvão API#2 CIF NWE.....	63
Figura 3-14 - 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/2017)	64
Figura 3-15 - Evolução preço licenças de emissão CO ₂ (EUAs)	65
Figura 3-16 - Variação dos proveitos a recuperar com a UGS.....	68
Figura 3-17 - Explicação dos proveitos a recuperar com a UGS por componente	69
Figura 3-18 - Variação do nível de proveitos a recuperar com a tarifa UGS	71
Figura 3-19 - Valor líquido dos desvios relativos à produção de energia.....	73
Figura 3-20 - Custos de CIEG associados à produção de energia elétrica por unidade produzida.....	75
Figura 3-21 - Evolução do diferencial de custo da PRE com remuneração garantida (valores previstos recuperar pelas tarifas).....	78
Figura 3-22 - Evolução do diferencial de custo PRE (reais recuperados pelas tarifas).....	80
Figura 3-23 - Custo total por ano com a aquisição a produtores em regime especial	81
Figura 3-24 - Proveitos a recuperar	84
Figura 3-25 - Variação dos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição	85
Figura 3-26 - Variação dos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição, por componente	86
Figura 3-27 – Proveitos a recuperar com as tarifas de Venda a Clientes Finais.....	87
Figura 3-28 - Decomposição do nível global dos proveitos a recuperar pelas TVCF entre custos fixos e custos variáveis	88
Figura 3-29 - Evolução dos custos unitários fixos e variáveis incluídos na TVCF.....	89

Figura 3-30 - Decomposição da variação nos proveitos unitários	89
Figura 4-1 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	139
Figura 4-2 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	144
Figura 7-1 – Decomposição da variação de preço médio	232
Figura 7-2 - Decomposição da variação do preço médio nas parcelas da tarifa de acesso às redes	234
Figura 7-3 - Decomposição da variação do preço médio nas tarifas de energia e comercialização	235
Figura 7-4 - Evolução das tarifas por atividade (preços constantes de 2019).....	238
Figura 7-5 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes	239
Figura 7-6 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes	240
Figura 7-7 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema.....	240
Figura 7-8 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MAT	241
Figura 7-9 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MAT	241
Figura 7-10 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em AT	242
Figura 7-11 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em AT	242
Figura 7-12 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MT	243
Figura 7-13 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MT	243
Figura 7-14 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTE.....	244
Figura 7-15 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTE.....	244
Figura 7-16 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTN	245
Figura 7-17 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTN	245
Figura 7-18 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes, decomposição por atividade	246
Figura 7-19 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes decomposição por atividade	246
Figura 7-20 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes	247
Figura 7-21 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes	247
Figura 7-22 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços correntes).....	248
Figura 7-23 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços constantes de 2019).....	249
Figura 7-24 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais.....	251
Figura 7-25 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em MAT	251
Figura 7-26 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em AT	252
Figura 7-27 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em MT	252

Figura 7-28 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em BTE.....	253
Figura 7-29 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em BTN	253
Figura 7-30 - Preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais, decomposição por atividade	254
Figura 7-31 - Estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais decomposição por atividade.....	254
Figura 7-32 - Preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais	255
Figura 7-33 - Estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais	255
Figura 7-34 - Evolução do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão (preços correntes).....	256
Figura 7-35 - Evolução do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão (preços constantes de 2019).....	257
Figura 7-36 - Evolução da decomposição do preço médio das tarifas de referência de venda a Clientes Finais em BTN (preços constantes de 2019)	259
Figura 7-37 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MT e BTE.....	260
Figura 7-38 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN	260
Figura 7-39 - Preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2020.....	261
Figura 7-40 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2020	262
Figura 7-41 - Preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2020, decomposto por parcelas	263
Figura 7-42 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2020, decomposto por parcelas.....	264
Figura 7-43 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços correntes).....	266
Figura 7-44 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços constantes de 2019)	266
Figura 7-45 - Evolução do preço médio da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA	268
Figura 7-46 - Impacto do mecanismo de convergência nas receitas com a tarifa de venda a clientes finais na RAA	269
Figura 7-47 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços correntes).....	270
Figura 7-48 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços constantes de 2019)....	271
Figura 7-49 - Evolução do preço médio da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM	273

Figura 7-50 - Impacto do mecanismo de convergência nas receitas com a tarifa de venda a clientes finais na RAM	274
Figura 7-51 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM (preços correntes).....	275
Figura 7-52 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM (preços constantes de 2019)...	276
Figura 7-53 - Preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da RAA e da RAM.....	279
Figura 7-54 - Desvio dos preços médios das TVCF nas Regiões Autónomas face à tarifa aditiva	280
Figura 7-55 - Preço médio dos CIEG em 2020, por componente.....	281
Figura 7-56 - Estrutura do preço médio dos CIEG em 2020, por componente.....	282
Figura 7-57 - Impacte dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes.....	283
Figura 7-58 - Impacte dos CIEG nos preços totais pagos pelos clientes.....	284

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental em 2020.....	3
Quadro 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores em 2020.....	4
Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira em 2020.....	5
Quadro 0-4 - Impacte da convergência tarifária nas variações tarifárias globais nas tarifas de Venda a Clientes Finais dos Açores e da Madeira	7
Quadro 0-5 - Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental em 2020	7
Quadro 0-6 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental em 2020.....	8
Quadro 0-7 - Pressupostos financeiros.....	11
Quadro 0-8 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes.....	12
Quadro 0-9 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2020	14
Quadro 0-10 – Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2020	18
Quadro 0-11 - Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 2019 e 2020.....	19
Quadro 0-12 - Amortização e juros da dívida tarifária.....	21
Quadro 0-13 - Evolução do fornecimento de energia elétrica considerada em tarifas	22
Quadro 0-14 - Proveitos em Portugal continental em 2020.....	24
Quadro 0-15 - Proveitos nas Regiões Autónomas em 2020	24

Quadro 2-1 - Economia portuguesa - principais indicadores económicos para 2018 e previsões para 2019 e 2020	35
Quadro 3-1 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico	41
Quadro 3-2 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. I)	42
Quadro 3-3 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. II)	43
Quadro 3-4 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. III)	44
Quadro 3-5 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica em Portugal continental.....	48
Quadro 3-6 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira	49
Quadro 3-7 - Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2020	52
Quadro 3-8 - Peso dos custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados no total dos proveitos de energia elétrica em Portugal continental em 2020	54
Quadro 3-9 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes.....	66
Quadro 3-10 - Ajustamentos de 2018 e 2019 a repercutir em tarifas	72
Quadro 3-11 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial referente a proveitos permitidos de 2020	82
Quadro 3-12 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRE de 2016 a 2020 nos proveitos permitidos de 2020 a 2024.....	83
Quadro 4-1 - Tarifas Reguladas.....	92
Quadro 4-2 - Preços da tarifa de operação logística de mudança de comercializador	97
Quadro 4-3 - Preços da parcela I (custos de gestão de sistema) da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT	98
Quadro 4-4 - Preços da parcela II (custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e custos com o mecanismo de garantia de potência) da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT	99
Quadro 4-5 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT.....	99
Quadro 4-6 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte aos produtores em MAT, AT e MT pela entrada na RNT e na RND	100
Quadro 4-7 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador de rede de distribuição em MT e AT.....	101
Quadro 4-8 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador de rede de distribuição em MT e AT	101
Quadro 4-9 - Preços da tarifa de operação logística de mudança de comercializador	102

Quadro 4-10 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.....	103
Quadro 4-11 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	104
Quadro 4-12 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento.....	105
Quadro 4-13 - Preços CIEG incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema	106
Quadro 4-14 - Preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	107
Quadro 4-15 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias.....	107
Quadro 4-16 - Desagregação do preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema ...	108
Quadro 4-17 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT.....	109
Quadro 4-18 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT	110
Quadro 4-19 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	110
Quadro 4-20 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT.....	112
Quadro 4-21 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT.....	112
Quadro 4-22 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.....	113
Quadro 4-23 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	113
Quadro 4-24 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	114
Quadro 4-25 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.....	114
Quadro 4-26 - Preços da tarifa transitória de Energia	115
Quadro 4-27 - Preços da tarifa transitória de Energia nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	116
Quadro 4-28 - Preços das tarifas de Comercialização.....	117
Quadro 4-29 - Preços das tarifas de Acesso às Redes.....	118
Quadro 4-30 - Parâmetros a aplicar no cálculo do valor dos custos de interesse económico geral.....	121
Quadro 4-31 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT.....	123
Quadro 4-32 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias.....	123
Quadro 4-33 - Preços da Tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MT.....	127

Quadro 4-34 - Preços da Tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em BT	127
Quadro 4-35 - Preços das Tarifas de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, repartidos pelas várias tarifas por atividade	128
Quadro 4-36 - Preços da tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAA	129
Quadro 4-37 - Preços da tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAM	129
Quadro 4-38 - Fatores de agravamento	131
Quadro 4-39 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	133
Quadro 4-40 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	140
Quadro 4-41 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.....	145
Quadro 4-42 - Clientes tarifa social e valor global do desconto	150
Quadro 4-43 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes	151
Quadro 4-44 - Preços do desconto da tarifa social de Acesso às Redes	151
Quadro 4-45 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em Portugal continental	152
Quadro 4-46 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso na Região Autónoma dos Açores	153
Quadro 4-47 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso na Região Autónoma da Madeira	154
Quadro 5-1 - Transferências da REN para a EDA	167
Quadro 5-2 - Transferências da REN para a EDA relativas à Tarifa Social	168
Quadro 5-3 - Transferências da REN para a EEM.....	169
Quadro 5-4 - Transferências da REN para a EEM relativas à Tarifa Social	170
Quadro 5-5 - Transferências da REN para a EDP Distribuição relativas à Tarifa Social	171
Quadro 5-6 - Transferências entre os centros electroprodutores e a REN relativas ao financiamento da tarifa social.....	172
Quadro 5-7 - Transferências da REN para os centros electroprodutores relativas à garantia de potência na modalidade de incentivo ao investimento	173
Quadro 5-8 - Transferências da EDP Distribuição para a SU Eletricidade	174
Quadro 5-9 - Transferências da EDP Distribuição para a Tagus referente aos ajustamentos positivos referentes a custos decorrentes da atividade de Aquisição de Energia Elétrica relativos aos anos de 2007 e de 2008.....	176
Quadro 5-10 - Transferências da EDP Distribuição para a Tagus referente aos ajustamentos positivos relativos a custos de medidas de política energética do ano de 2009.....	177

Quadro 5-11 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Comercial Português referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2016, 2017, 2018 e 2019	178
Quadro 5-12 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Santander Totta referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2016, 2017, 2018 e 2019	180
Quadro 5-13 - Transferências da EDP Distribuição para a Tagus referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2016, 2017, 2018 e 2019	182
Quadro 5-14 - Transferências da EDP Distribuição para a CGD referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2016 e 2019	184
Quadro 5-15 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Popular referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2017	185
Quadro 5-16 - Transferências da EDP Distribuição para o BPI referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2016, 2017, 2018 e 2019	186
Quadro 5-17 - Transferências da EDP Distribuição para o BBVA referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2016, 2017, 2018 e 2019	188
Quadro 5-18 - Transferências no âmbito das medidas de sustentabilidade do SEN para a SU Eletricidade	190
Quadro 5-19 - Amortização e juros da dívida tarifária	191
Quadro 5-20 - Valor dos ajustamentos de 2018 e 2019 incluídos nos proveitos permitidos da REN Trading	193
Quadro 5-21 - Valor dos ajustamentos de 2018 e 2019 incluídos nos proveitos permitidos da REN ...	193
Quadro 5-22 - Valor dos ajustamentos de 2018 e 2019 incluídos nos proveitos permitidos da EDP Distribuição	194
Quadro 5-23 - Valor dos ajustamentos de 2018 e 2019 incluídos nos proveitos permitidos da SU Eletricidade	194
Quadro 5-24 - Valor dos ajustamentos de 2018 e 2019 incluídos nos proveitos permitidos da EDA ...	195
Quadro 5-25 - Valor dos ajustamentos de 2018 e 2019 incluídos nos proveitos permitidos da EEM ..	195
Quadro 6-1 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EDP Distribuição para 2020.....	199
Quadro 6-2 - Valores das tarefas a realizar por empreiteiros da EDP Distribuição em 2020.....	199
Quadro 6-3 - Preços da leitura extraordinária – Proposta da EDA para 2020.....	200
Quadro 6-4 - Preços da leitura extraordinária – Proposta da EEM para 2020.....	201
Quadro 6-5 - Quantia mínima a pagar em caso de mora – Propostas da SU Eletricidade, da EDA e da EEM para 2020.....	201

Quadro 6-6 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta da EDP Distribuição para 2020	203
Quadro 6-7 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta da EDA para 2020	206
Quadro 6-8 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta da EEM para 2020.....	207
Quadro 6-9 - Preços de leitura extraordinária em Portugal continental para 2020	210
Quadro 6-10 - Preços de leitura extraordinária na RAA para 2020.....	211
Quadro 6-11 - Preços de leitura extraordinária na RAM para 2020	212
Quadro 6-12 - Valor da quantia mínima a pagar em caso de mora para 2020 em Portugal continental, na RAA e na RAM	213
Quadro 6-13 - Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais para 2020 em Portugal continental, na RAA e na RAM	213
Quadro 6-14 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica em MAT para 2020	214
Quadro 6-15 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental para 2020 (AT, MT e BT)	215
Quadro 6-16 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA para 2020.....	216
Quadro 6-17 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAM para 2020	217
Quadro 6-18- Preços dos serviços de interrupção e restabelecimentos remotos - Proposta da EDP Distribuição para 2020.....	221
Quadro 6-19- Preços dos serviços de aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos ORD BT - Proposta da EDP Distribuição para 2020	222
Quadro 6-20- Preços dos serviços de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes - Proposta da EDP Distribuição para 2020.....	223
Quadro 6-21 - Preços dos serviços de alteração temporária da potência contratada remotamente para 2020 em Portugal Continental, na RAA e na RAM	226
Quadro 6-22 - Preço da operação de desselagem e resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição para 2020 em Portugal Continental, na RAA e na RAM	227
Quadro 6-23 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento para 2020 em Portugal Continental, na RAA e na RAM.....	228
Quadro 6-24 - Preços dos serviços de aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos ORD BT, para 2020 em Portugal Continental, na RAA e na RAM	229
Quadro 6-25 - Preços dos serviços de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes para 2020 em Portugal Continental, na RAA e na RAM	230
Quadro 7-1 - Evolução real e nominal das tarifas por atividade (ano 2002 = 100).....	236

Quadro 7-2 - Variações anuais médias das tarifas por atividade por período regulatório.....	237
Quadro 7-3 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes, por nível de tensão	249
Quadro 7-4 - Variações anuais médias das tarifas de Acesso às Redes, por período regulatório.....	250
Quadro 7-5 - Evolução real e nominal do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão	257
Quadro 7-6 - Variações anuais médias da tarifa de referência de Venda a Clientes Finais, por período regulatório	258
Quadro 7-7 - Evolução real e nominal do preço médio da tarifa de venda a clientes finais (ano 1998 = 100).....	267
Quadro 7-8 - Variações anuais médias da tarifa de Venda a Clientes Finais por período regulatório ..	267
Quadro 7-9 - Evolução real e nominal do preço médio da tarifa de venda a clientes finais na RAA, ano 2002 = 100	271
Quadro 7-10 - Variações anuais médias da tarifa de venda a clientes finais na RAA, por período regulatório	272
Quadro 7-11 - Evolução real e nominal do preço médio da tarifa de venda a clientes finais na RAM, ano 2002 = 100	276
Quadro 7-12 - Variações anuais médias da tarifa de venda a clientes finais na RAM, por período regulatório	277
Quadro 7-13 - Variação tarifária da tarifa aditiva entre 2019 e 2020 em Portugal continental	278
Quadro 7-14 - Variação tarifária da tarifa de Venda a Clientes Finais entre 2019 e 2020, por região..	278

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

O documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2020” fundamenta as tarifas e preços a vigorarem em 2020 e integra os seguintes anexos: (i) “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2020”, (ii) “Estrutura tarifária do Setor Elétrico em 2020” e (iii) “Caracterização da procura de energia elétrica em 2020”.

As tarifas e preços a vigorarem em 2020 devem ser analisadas no quadro regulatório definido para o período 2018-2020, designadamente devem ser tidos em conta o Regulamento Tarifário¹ assim como os parâmetros cuja definição se encontra justificada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”, de dezembro de 2017, os proveitos permitidos e ajustamentos das várias empresas reguladas estabelecidos e justificados no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2020”, a estrutura tarifária definida e justificada no documento “Estrutura tarifária do Setor Elétrico em 2020” e a procura prevista para 2020 apresentada e justificada no documento “Caracterização da procura de energia elétrica em 2020”.

De acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração da ERSE submeteu à apreciação do Conselho Tarifário, para emissão de parecer, e da Autoridade da Concorrência e dos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, para comentários, a “Proposta de Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2020”. O Conselho Tarifário emitiu parecer, obrigatório e não vinculativo, a 15 de novembro. Os documentos que justificam a decisão final da ERSE são tornados públicos, nomeadamente através da sua página de *internet*, assim como o Parecer do Conselho Tarifário e a resposta da ERSE.

As tarifas a aprovar para 2020 são as seguintes: (i) tarifas por atividade regulada (Operador Logístico de Mudança de Comercializador, Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso das Redes de Distribuição em AT, MT e BT, Energia e Comercialização); (ii) tarifas de Acesso às Redes aplicáveis pelos operadores de redes e pagas por todos os comercializadores de energia elétrica pelo uso das redes de transporte e de distribuição, pelo uso global do sistema e pela operação logística de mudança de comercializador; (iii) tarifa de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores da rede de distribuição e aos comercializadores de último recurso exclusivamente em Baixa Tensão (BT); (iv) tarifas de Acesso às Redes

¹ O Regulamento Tarifário foi objeto de revisão em 2017.

da Mobilidade Elétrica; (v) tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis em Portugal continental; (vi) tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis nas regiões autónomas pelos comercializadores de último recurso; (vii) tarifas Sociais de Acesso às Redes aplicáveis pelos operadores de redes às entregas a clientes vulneráveis e pagas por todos os comercializadores de energia; e, (viii) tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais aplicáveis pelos comercializadores de último recurso aos fornecimentos a clientes vulneráveis.

Todos os consumidores de Portugal continental podem escolher o seu fornecedor de energia elétrica no mercado liberalizado. No mercado regulado os preços praticados correspondem às tarifas de Venda a Clientes Finais aprovadas pela ERSE, calculadas somando as tarifas de Acesso às Redes com as tarifas de Energia e de Comercialização. No mercado liberalizado os preços de fornecimento são negociados entre os consumidores e os comercializadores de energia elétrica, sendo que estes têm que internalizar nos preços praticados as tarifas reguladas de Acesso às Redes.

Para além das tarifas, são aprovados os preços dos serviços regulados, nomeadamente: (i) serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia, (ii) leitura extraordinária e (iii) quantia mínima a pagar em caso de mora.

0.1 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2020 E DOS PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS

TARIFAS TRANSITÓRIAS E TARIFAS SOCIAIS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL

O processo de liberalização do setor elétrico iniciado em 1995, com a abertura de mercado aos maiores consumidores, foi concluído em setembro de 2006, com a atribuição do direito de escolha de fornecedor a todos os consumidores de energia elétrica.

Em janeiro de 2011 foi aprovada a extinção das tarifas reguladas para os clientes finais com consumos em MAT, AT, MT e BTE, estando previsto um período transitório, no qual os comercializadores de último recurso devem continuar a fornecer energia elétrica aos consumidores que não tenham contratado o seu fornecimento no mercado livre. O processo de extinção das tarifas reguladas aos clientes de baixa tensão normal (BTN) aprovado em 2012 estabeleceu o seguinte calendário de extinção: (i) a partir de 1 de julho de 2012, para os clientes com potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA, e, (ii) a partir de 1 de janeiro de 2013, para os clientes com potência contratada inferior a 10,35 kVA. O período transitório de

fornecimento pelos comercializadores de último recurso a clientes finais foi estendido até 31 de dezembro de 2020, pela Portaria n.º 144/2017, de 24 de abril.

No seguimento da Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, o Governo aprovou a Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, que estabelece o regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas de que podem beneficiar os clientes finais com contrato de fornecimento de eletricidade com um comercializador em regime de mercado, alargando as opções de escolha dos consumidores em BTN a todas as ofertas, quer do mercado liberalizado, quer do mercado regulado/equiparado.

Em 2020 as tarifas transitórias aplicam-se aos fornecimentos em AT, MT, BTE e BTN, encontrando-se extintas as tarifas transitórias em MAT.

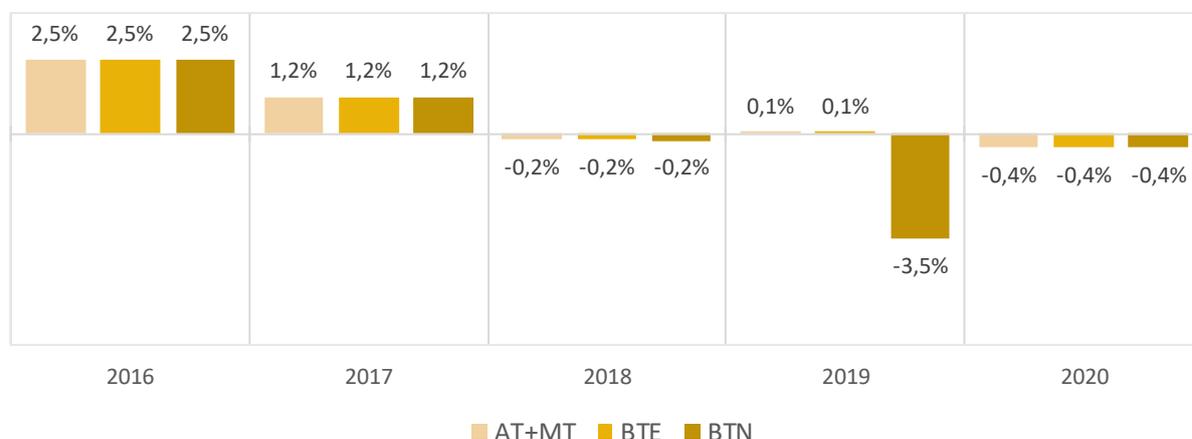
No quadro seguinte apresenta-se a variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento.

Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental em 2020

	AT	MT	BTE	BTN
Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais	-0,4%	-0,4%	-0,4%	-0,4%

A Figura 0-1 ilustra as variações anuais das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental no período de 2016 a 2020, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento.

Figura 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental nos últimos 5 anos



As tarifas sociais de venda a clientes finais em BTN dos comercializadores de último recurso a vigorarem em 2020, apresentam um desconto de 33,8% estabelecido pelo Despacho n.º 8900/2019, de 7 de outubro. As tarifas sociais são aplicáveis aos beneficiários do complemento solidário para idosos, aos beneficiários do rendimento social de inserção, aos beneficiários do subsídio social de desemprego, aos beneficiários do abono de família, aos beneficiários da pensão social de invalidez, aos beneficiários da pensão social de velhice e aos clientes finais economicamente vulneráveis considerados pessoas singulares que, no universo dos clientes finais de energia elétrica em baixa tensão normal, obtenham um rendimento anual inferior ao rendimento anual máximo, ainda que não beneficiem de qualquer prestação social.

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

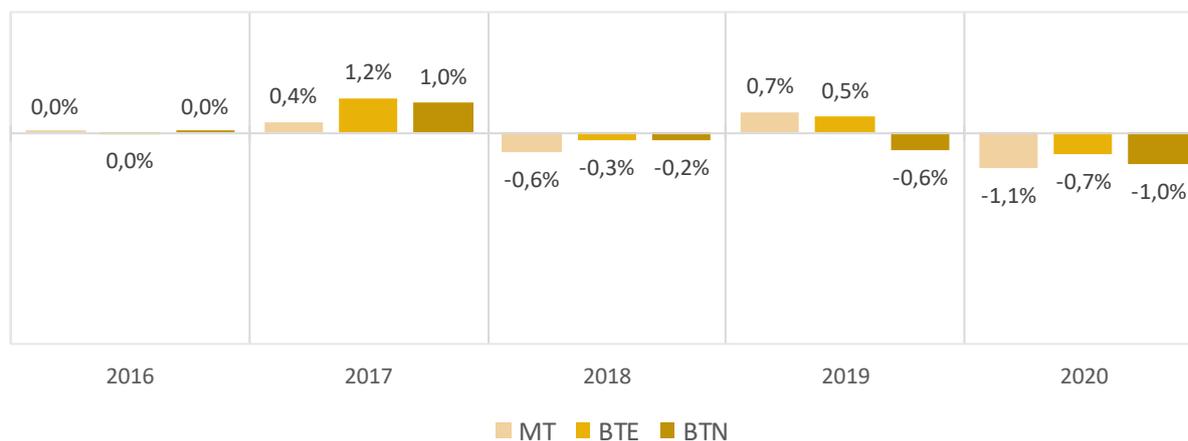
As tarifas de Venda a Clientes Finais nas Regiões Autónomas são aplicadas pelos comercializadores de último recurso. No Quadro 0-2 apresenta-se a variação das tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores.

Quadro 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores em 2020

	MT	BTE	BTN
Tarifas de Venda a Clientes Finais	-1,1%	-0,7%	-1,0%

A Figura 0-2 ilustra as variações anuais das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores no período de 2016 a 2020, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento.

Figura 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores nos últimos 5 anos



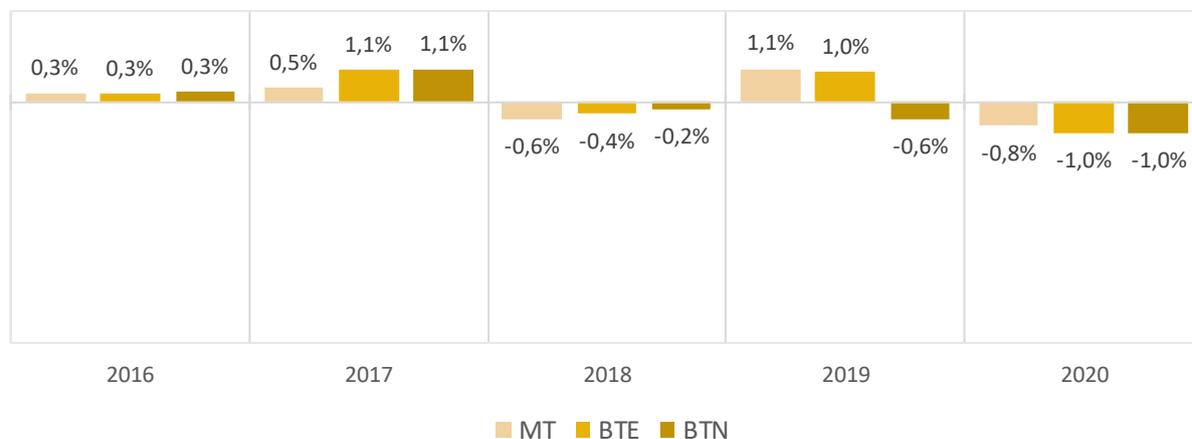
O Quadro 0-3 apresenta a variação das tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira.

Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira em 2020

	MT	BTE	BTN
Tarifas de Venda a Clientes Finais	-0,8%	-1,0%	-1,0%

A Figura 0-3 ilustra as variações anuais das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira no período de 2016 a 2020, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento.

Figura 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira nos últimos 5 anos



À semelhança de Portugal continental, são aprovadas nas Regiões Autónomas tarifas sociais de venda a clientes finais em BTN a vigorarem em 2020, que apresentam um desconto de 33,8% estabelecido pelo Despacho n.º 8900/2019. Os critérios de elegibilidade aplicáveis nas tarifas sociais das Regiões Autónomas são idênticos aos aplicáveis em Portugal continental e identificados anteriormente.

À luz da legislação do setor elétrico, a convergência tarifária deve assegurar que nas Regiões Autónomas os consumidores pagam preços de energia elétrica análogos aos preços pagos pelos consumidores no Continente. Assim, a convergência tarifária nas Regiões Autónomas é efetuada para as tarifas aditivas ou tarifas de referência que traduzem os preços eficientes expectáveis a serem praticados no mercado retalhista em Portugal continental.

O impacte do mecanismo de convergência tarifária nas tarifas de Venda a Clientes Finais nos Açores e na Madeira observa-se por comparação das tarifas a vigorar em 2020 com as tarifas que seria necessário publicar nas Regiões Autónomas para proporcionar os proveitos permitidos às respetivas empresas reguladas. Ou seja, caso não existissem pagamentos entre os consumidores do Continente e os consumidores dos Açores e da Madeira, seria necessário que as tarifas das Regiões Autónomas assegurassem a cobertura dos custos em cada área geográfica, situação que seria muito impactante em termos de acréscimos tarifários nas tarifas aplicáveis nas Regiões Autónomas.

Quadro 0-4 - Impacte da convergência tarifária nas variações tarifárias globais nas tarifas de Venda a Clientes Finais dos Açores e da Madeira

Tarifas de Venda a Clientes Finais	Sem convergência	Com convergência
Região Autónoma dos Açores	53,5%	-1,0%
Região Autónoma da Madeira	44,5%	-1,0%

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

As tarifas de Acesso às Redes são pagas por todos os consumidores pela utilização das infraestruturas de redes. Estas tarifas estão incluídas nas tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso e nas tarifas dos comercializadores de mercado negociadas livremente com os consumidores de energia elétrica. A variação das tarifas de Acesso às Redes é apresentada no Quadro 0-5.

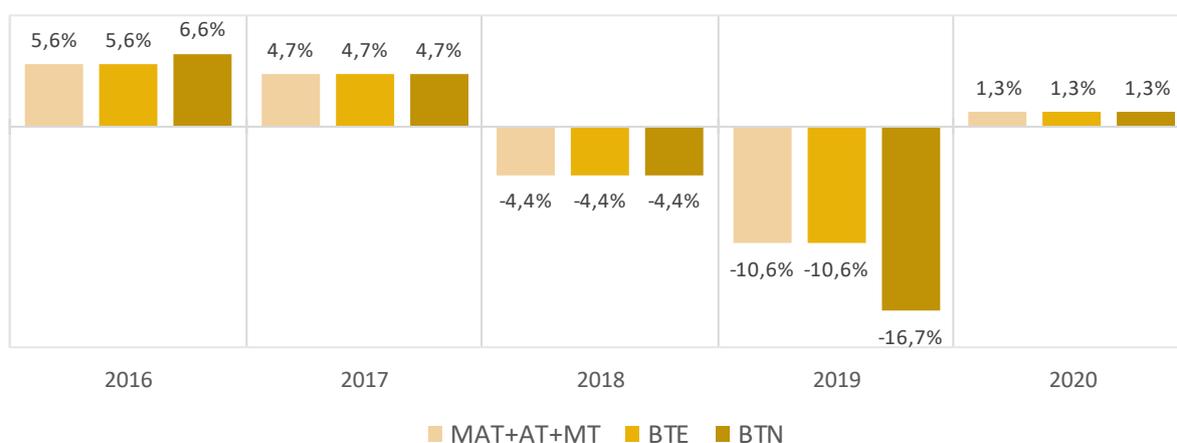
Quadro 0-5 - Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental em 2020

	MAT	AT	MT	BTE	BTN
Tarifas de Acesso às Redes	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%

A variação das tarifas de acesso às redes depende das tarifas por atividade associadas com o uso das redes de transporte e de distribuição, o operador logístico de mudança de comercializador e a gestão global do sistema que integra os custos de interesse económico geral e política energética.

A Figura 0-4 ilustra as variações anuais das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental no período de 2016 a 2020, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento.

Figura 0-4 - Variação das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental nos últimos 5 anos



TARIFAS POR ATIVIDADE EM PORTUGAL CONTINENTAL

As tarifas por atividade em Portugal continental permitem recuperar os proveitos permitidos em cada uma das atividades reguladas do setor elétrico. Estas tarifas integram de forma aditiva as tarifas de Acesso às Redes e estão incluídas nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais. No Quadro 0-6 apresentam-se as variações das tarifas por atividade em Portugal continental.

Quadro 0-6 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental em 2020

	Variação 2020/2019
Tarifa de Energia	-4,1%
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	-0,8%
Tarifa de Uso Global do Sistema	5,9%
Tarifas de Uso de Redes	-5,1%
Uso da Rede de Transporte	-4,8%
Uso da Rede de Distribuição em AT	-9,9%
Uso da Rede de Distribuição em MT	-12,6%
Uso da Rede de Distribuição em BT	-1,4%
Tarifas de Comercialização	11,7%

PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS

Nos termos estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais (RRC), a ERSE aprova o preço da leitura extraordinária, da quantia mínima a pagar em caso de mora e dos preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica.

A análise das propostas dos operadores para o exercício de 2020 seguiu a recomendação do Conselho Tarifário constante do seu Parecer ao documento “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2011” que refere a necessidade dos preços fixados para a prestação de alguns serviços regulados apresentarem uma maior aderência aos custos reais. Nesse sentido, a ERSE efetuou o exercício de, sempre que tal não sucedesse já, enquadrar o referido ajustamento entre os preços e os custos de cada uma das atividades ou serviços para as quais se define um preço regulado.

A proposta da ERSE para os preços dos serviços regulados em 2020 conduz, assim, aos seguintes resultados:

- Os valores da quantia mínima a pagar em caso de mora no pagamento das faturas não sofrem alterações.
- Na generalidade dos casos, os preços sofrem um aumento de 1,6%, valor do deflator implícito no consumo privado, que se propõe ser uniformemente o critério de atualização, visto ser o indicador regulamentarmente consagrado para a ligação de instalações eventuais.
- Os preços aplicáveis a instalações em BTN que ainda não reflitam totalmente os custos sofrem aumentos que, em alguns casos, atingem os 5% em 2020, de modo a assegurar uma gradual aderência dos preços aos custos de prestação destes serviços.

Nos termos estabelecidos no Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica (RSRI), a ERSE aprova pela primeira vez o preço dos seguintes serviços a prestar pelos Operadores das Redes de Baixa Tensão (ORD BT):

- Alteração temporária da potência contratada de forma remota,
- Operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição,
- Aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos ORD BT,
- Recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes.

O preço do serviço de interrupção (e de restabelecimento) remota é publicado anualmente pela ERSE e já se encontra em vigor desde 2017. O preço destes serviços mantém-se relativamente aos valores estabelecidos para 2019, e serve como valor de referência para os restantes preços dos serviços remotos.

O Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), em vigor desde janeiro de 2018, publicou em anexo os preços máximos para verificação da qualidade da energia, previstos no artigo 65.º do RQS. O referido anexo prevê que os preços sejam atualizados anualmente de acordo com o índice de preços no consumidor sem habitação em Portugal verificada em junho de ano anterior. Assim, deixou de ser necessária uma publicação anual pela ERSE deste preço regulado.

0.2 PRINCIPAIS DETERMINANTES DA VARIAÇÃO DOS PROVEITOS

0.2.1 PRESSUPOSTOS FINANCEIROS

As taxas de juros e *spread* que serviram de base à elaboração das tarifas e preços para a energia elétrica e serviços regulados para 2020, são os seguintes:

Quadro 0-7 - Pressupostos financeiros

	2020
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de 2018, para cálculo dos ajustamentos de 2018	-0,173%
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11, para cálculo dos ajustamentos de 2018 e de 2019	-0,211%
<i>Spread</i> no ano 2018 para cálculo dos ajustamentos de 2018	0,50 p.p.
<i>Spread</i> no ano 2019 para cálculo dos ajustamentos de 2018 e dos ajustamentos de 2019	0,50 p.p.
Taxa de juro EURIBOR a três meses, no último dia de junho de 2019, para cálculo das rendas dos défices tarifários	-0,345%
<i>Spread</i> para a dívida titularizada ao abrigo do DL n.º165/2008	1,95 p.p.
Taxa definitiva aplicável ao alisamento quinquenal do sobrecusto com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, referente a tarifas de 2020	0,5553%

No documento “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2020” encontra-se uma análise sobre os fatores justificativos da evolução das variáveis monetárias.

0.2.2 CUSTOS DE APROVISIONAMENTO DE ENERGIA DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

No quadro do mecanismo de aprovisionamento eficiente do CUR, estabelecido no regulamento Tarifário em vigor, consideraram-se os valores reais disponíveis até à presente data, as previsões para as entregas de energia elétrica em 2019 e 2020, plasmadas no mercado de futuros de energia elétrica do OMIP, e os resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR, no âmbito do mecanismo regulado de contratação em mercado a prazo de energia elétrica para fornecimento dos clientes por parte do CUR, introduzido na revisão do Regulamento de Relações Comerciais (RRC), de agosto de 2011, o custo médio de aquisição

definido para o próximo ano é de 61,33 EUR/MWh, superior ao estimado para 2019, que se situa em torno dos 56,84 EUR/MWh², e abaixo do previsto em tarifas de 2019 para 2019, 65,49 EUR/MWh (Quadro 3-9).

Estes valores são explicados em maior detalhe no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2020” e no capítulo 3.3 do presente documento.

Quadro 0-8 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR³ para fornecimento dos clientes

	2019		2020
	Tarifas 2019	Estimativa 2019 (valores reais até setembro)	Tarifas 2020
Custo de aquisição de energia para fornecimentos do CUR (EUR/MWh)	65,49	56,84	61,33
Preço petróleo EUR/bbl	62,34	57,64	53,89
Índice de produtividade hidroelétrica	1,00	0,61	1,00

Fonte: ERSE, REN

0.2.3 CUSTOS DECORRENTES DE MEDIDAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, AMBIENTAL OU DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL E DE SUSTENTABILIDADE DE MERCADOS

Os custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG) condicionam, em grande parte, a evolução das tarifas de energia elétrica.

A figura seguinte mostra a evolução dos CIEG incluídos nas tarifas desde 1999. A figura evidencia a azul os CIEG relativos aos próprios anos e a amarelo os fluxos associados aos diferimentos. Os fluxos associados

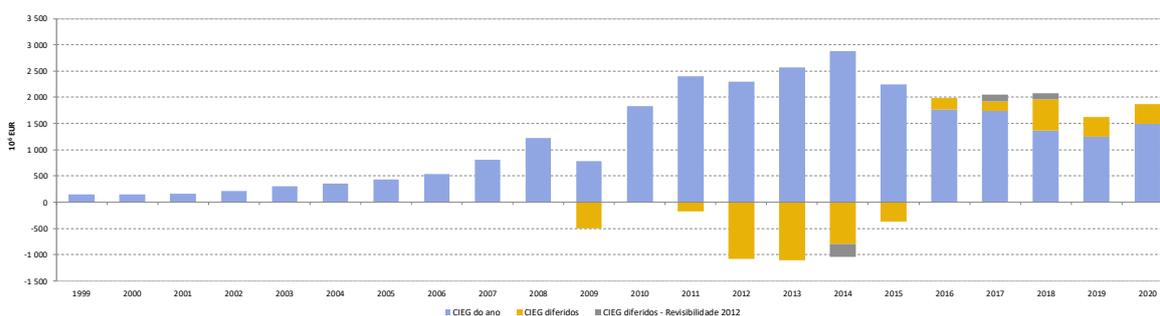
² Inclui os serviços de sistema, o acréscimo ao preço base decorrente do perfil de compras e os desvios decorrentes de aquisição do CUR em mercado.

³ 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.

aos diferimentos correspondem às diferenças entre os montantes de CIEG diferidos, a pagar no futuro, e os montantes de CIEG relativos a anos anteriores.

Observa-se a tendência de diminuição destes custos, iniciada em 2015 e que se manteve até 2019, voltando a aumentar em 2020. É igualmente patente o facto de, desde 2016, os montantes de CIEG diferidos no passado incluídos nas tarifas ultrapassarem os montantes diferidos no próprio ano.

Figura 0-5 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 1999



O Quadro 0-9 apresenta as várias parcelas de custos que compõem os CIEG adicionados dos custos de estabilidade e de sustentabilidade de mercados.

Quadro 0-9 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2020

	Unidade: 10 ⁶ EUR		
	2019	2020	Variação 2019/2020
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	1 251 687	1 493 608	19,3%
Diferencial de custo da PRE	643 978	883 679	37,2%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	-78	-433	455,0%
Diferencial de custo dos CAE a recuperar pelas tarifas	284 102	289 045	1,7%
Rendas de concessão da distribuição em BT	262 157	263 622	0,6%
Sobrecusto da RAA e da RAM	125 884	126 089	0,2%
Terrenos das centrais	12 555	12 349	-1,6%
Custos com a garantia de potência e Leilões da Reserva de Segurança do SEN	19 793	14 452	-
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	0	0	-
ERSE	6 268	6 611	5,5%
Custos com a concessionária da Zona Piloto	406	429	5,8%
Autoridade da Concorrência	365	389	6,7%
Tarifa social	-103 743	-102 623	-1,1%
Alisamento do diferencial de custo da PRE	371 966	376 485	1,2%
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral recuperados nas tarifas do ano	1 623 653	1 870 093	15,2%
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	134 059	134 020	0,0%
Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica	99 484	99 414	-0,1%
Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	34 575	34 606	0,1%
Medidas de sustentabilidade de mercados	30 984	-69 128	-323,1%
Diferencial extinção TVCF	-8 327	-4 070	-
Sobreproveito	-1 956	-2 132	9,0%
Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	154 759	58 690	-62,1%
Total CIEG e Sustentabilidade	1 778 412	1 928 783	8,5%

Nota: A rubrica de diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais recuperam o montante de crédito aos consumidores a devolver ao sistema.

Na Figura 0-6 apresentam-se os custos de CIEG associados à produção em regime especial (PRE) com remuneração garantida, aos CAE não cessados das centrais da Tejo Energia e da Turbogás e à garantia de potência (modalidade de incentivo ao investimento), por unidade prevista produzir em 2020⁴ pelas respetivas instalações beneficiárias destes custos. Destaca-se o maior contributo para o diferencial de custos, em termos unitários, das centrais com CAE do que as PRE com remuneração garantida. No que respeita aos Custos de Manutenção do Equilíbrio contratual (CMEC) e à remuneração da Reserva de

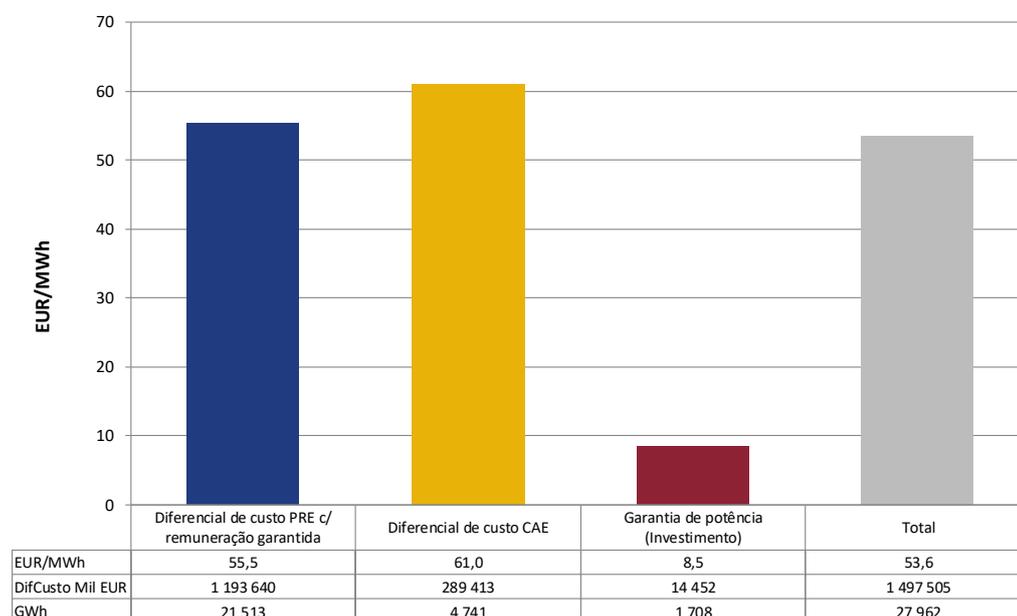
⁴ a) PRE e centrais da Tejo Energia e da Turbogás consideraram-se as produções implícitas no cálculo tarifário de 2020; b) Centrais com incentivo à Garantia de Potência na modalidade de investimento considera-se um fator de utilização da potência instalada correspondente à média de 2015 até 2018 (ou com os dados anuais disponíveis, para as centrais que entraram em exploração após 2015).

Segurança do SEN, os valores incorporados nas tarifas de 2020 originam valores unitários nulos, pelo que não foram incluídos na figura.

Refira-se que, para esta análise não foram considerados:

- i) o 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;
- ii) as medidas de sustentabilidade do SEN consideradas para o ano de 2020, decorrentes da legislação em vigor, com impacte no diferencial de custo da PRE, nomeadamente, a dedução aos montantes de proveitos permitidos da compensação anual dos produtores eólicos, nos termos do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro, as receitas dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa que revertem para o SEN;
- iii) o mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho;
- iv) as receitas provenientes do Imposto sobre Produtos Petrolíferos (ISP) e da venda de Garantias de Origem nos termos estabelecidos na Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro que aprovou o Orçamento de Estado para 2019;
- v) a previsão de montantes a transferir do FSSSE para o SEN e de receitas adicionais do CELE em linha com o Despacho conjunto do Ministro do Ambiente e da Ação Climática e dos Secretários de Estado do Orçamento e dos Assuntos Fiscais;
- vi) o valor remanescente dos pagamentos dos custos de organização do leilão para atribuição de reserva de capacidade de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público para energia solar fotovoltaica, que constitui uma receita do Sistema Elétrico Nacional, conforme definido em Despacho do Secretário de Estado Adjunto e da Energia de dezembro de 2019.

Figura 0-6 - Custos de CIEG associados à produção de energia elétrica por unidade produzida



Nota: O diferencial de custo apresentado para cada segmento de produtores inclui os ajustamentos de anos anteriores. No caso da PRE não inclui qualquer medida mitigadora do ano 2020, nem o efeito do alisamento quinquenal.

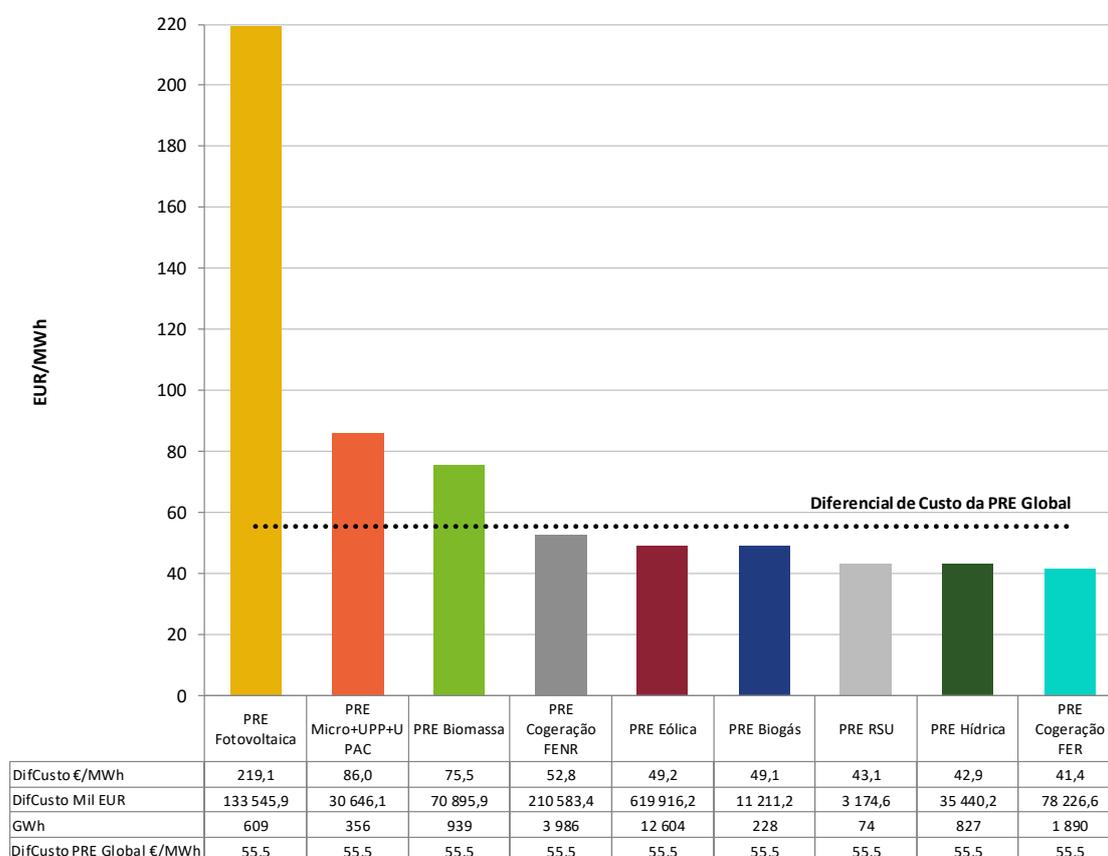
0.2.3.1 DIFERENCIAL DE CUSTO DE PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

O cumprimento das metas definidas a nível europeu e nacional para a produção descentralizada de energia elétrica, em particular a partir de fontes de energia renovável, tem conduzido a um forte crescimento da produção em regime especial (PRE) nos últimos anos. A grande maioria desta produção é remunerada através de uma tarifa de compra garantida administrativamente, sendo a sua aquisição imposta ao comercializador de último recurso (CUR).

A repercussão nos proveitos permitidos destes pagamentos tem em conta a diferença entre o custo médio de aquisição desta energia por parte do CUR e o preço da energia transacionada no mercado organizado, sendo estes proveitos recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema, aplicável a todos os consumidores, independentemente do seu fornecedor.

Ilustra-se na Figura 0-7 os sobrecustos unitários de cada tecnologia de PRE, os quais incorporam os ajustamentos efetuados em 2020, relativos aos anos de 2018 e 2019, mas não são considerados os efeitos referidos anteriormente para a Figura 0-6, com impacto no diferencial de custos da PRE (alisamento quinquenal, medidas de sustentabilidade do SEN, mecanismo regulatório definido pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, transferências do FSSSE).

Figura 0-7 - Diferencial de custo por unidade produzida das tecnologias de PRE com remuneração garantida



Nota: O diferencial de custo apresentado para cada tecnologia inclui os ajustamentos de anos anteriores, mas não inclui qualquer medida mitigadora do ano 2020, nem os efeitos alisamento quinquenal. Note-se que as alterações nos diferenciais de custo por tecnologia apresentadas nesta figura, face aos apresentados em Tarifas 2019, se devem a alterações nas previsões para o ano t e a efeitos resultantes dos ajustamentos por tecnologia dos anos t-1 e t-2 a repercutir em 2020, face aos ajustamentos repercutidos em 2019.

A análise mais detalhada da evolução do diferencial de custo da PRE com remuneração garantida encontra-se no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2020”.

0.2.3.2 CUSTOS PARA A MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL

As principais rubricas dos CMEC consideradas nas tarifas de 2020 são as seguintes:

- Parcela fixa que inclui: (i) a renda anual relativa ao valor inicial dos CMEC, e (ii) os respetivos desvios de faturação.

- Parcelas de acerto e de alisamento que incluem: (i) a renda anual relativa ao acerto final dos CMEC, (ii) a devolução de parte dos montantes das revisibilidades declaradas parcialmente nulas, e (iii) os desvios de faturação de 2018 e de 2019.

O impacte total dos CMEC nas tarifas de 2020 ascende a cerca de -433 milhares de euros e é apresentado no quadro seguinte.

Quadro 0-10 – Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2020

	Unid: 10 ³ Euros
	Ano 2020
Parcela Fixa	
Renda anual - valor inicial	67 532
Desvios faturação	-91
Parcela de Acerto	
Devolução de valores do passado	-86 480
Renda anual - ajustamento final	18 948
Desvios faturação	-71
Parcela de alisamento	
Desvios de faturação	-271
Total	-433

A análise dos fatores justificativos do valor dos CMEC, em especial dos valores da parcela de acerto, encontra-se no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2020 das empresas reguladas do setor elétrico”.

0.2.3.3 DIFERENCIAL DE CUSTO DAS CENTRAIS COM CAE

O valor do sobrecusto das centrais com CAE (Turbogás e Tejo Energia) previsto para 2020 é de 193,41 milhões de euros, inferior ao valor de 212,88 milhões de euros verificado em 2018⁵. Esta evolução deve-se à diminuição prevista das quantidades produzidas por ambas as centrais relativamente a 2018 devido, essencialmente, ao aumento do preço das licenças de emissão de CO₂.

⁵ Sem ajustamentos e incentivos.

A análise detalhada dos fatores justificativos do diferencial de custo com CAE encontra-se no documento “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2020 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico”.

0.2.3.4 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

Os custos com a convergência tarifária suportados, quer pelos clientes do Continente, quer pelos clientes das Regiões Autónomas apresentam um aumento relativamente ao ano anterior, conforme se pode verificar no quadro seguinte.

Quadro 0-11 - Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 2019 e 2020

Unidade: 10³ EUR

	RAA	RAM	Total
Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS em 2020	65 710	60 379	126 089
Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS em 2019	63 888	61 996	125 884

O aumento do custo com a aquisição de combustíveis fósseis explica, em grande parte, o aumento dos custos com a convergência tarifária.

0.2.4 AMORTIZAÇÕES E JUROS DA DÍVIDA TARIFÁRIA

O Quadro 0-12 apresenta os movimentos da dívida tarifária incluídos em tarifas de 2020, 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, 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 com término em 2020. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BCP, à CGD, ao Santander, à Tagus, ao BPI e ao 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, 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 2020, referente a este diferimento é de 339,3 milhões de euros. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BCP, ao Banco Popular, ao BPI, ao Santander, à Tagus e ao 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, 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 saldo em dívida em 2020, referente a este diferimento é de 447,1 milhões de euros. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada à Tagus, ao BBVA, ao BCP, ao BPI e ao Santander;
- 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, 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 2019. O saldo em dívida em 2020, referente a este diferimento é de 694,4 milhões de euros. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada à Tagus, ao BBVA, ao BCP, ao BPI, ao Santander e à CGD;
- o diferimento, no montante de 759,6 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, 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 2020;
- 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 2020, referente a estes défices, é de 516,3 milhões de euros. Estes défices foram cedidos à Tagus – Sociedade de Titularização de Créditos, SA a 3 de março de 2009 e a 3 de dezembro de 2009, respetivamente.

Quadro 0-12 - Amortização e juros da dívida tarifária

	Unidade: EUR				
	Saldo em dívida em 2019	Juros 2020	Amortização e regularização 2020	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2020	Saldo em dívida em 2020
		(1)	(2)	(3) = (1)+(2)	
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	318 132 171	7 125 842	318 132 171	325 258 013	0
EDP Serviço Universal	7 612 994	170 523	7 612 994	7 783 517	0
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	25 356 222	567 954	25 356 222	25 924 176	0
CGD					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	37 601 351	842 233	37 601 351	38 443 584	0
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	50 221 258	1 124 906	50 221 258	51 346 164	0
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	152 258 694	3 410 442	152 258 694	155 669 136	0
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	25 628 581	574 055	25 628 581	26 202 636	0
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	19 453 071	435 729	19 453 071	19 888 800	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	672 365 466	12 629 713	333 054 684	345 684 396	339 310 783
EDP Serviço Universal	1	0	0	0	0
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	48 760 433	915 916	24 153 368	25 069 284	24 607 065
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	35 565 401	668 060	17 617 240	18 285 300	17 948 162
Banco Popular					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	23 925 722	449 421	11 851 551	12 300 972	12 074 171
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	36 570 319	686 937	18 115 023	18 801 960	18 455 296
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	77 974 979	1 464 682	38 624 726	40 089 408	39 350 253
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	12 311 110	231 252	6 098 280	6 329 532	6 212 830
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	48 760 456	915 916	24 153 380	25 069 296	24 607 077
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	49 463 654	929 125	24 501 707	25 430 832	24 961 947
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	17 782 689	334 030	8 808 614	9 142 644	8 974 075
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	294 576 657	5 533 328	145 917 868	151 451 196	148 658 789
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	26 674 045	501 045	13 212 927	13 713 972	13 461 118
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	665 766 378	9 932 569	218 643 955	228 576 524	447 122 423
EDP Serviço Universal	7 327 770	109 323	2 406 509	2 515 832	4 921 261
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	484 343 895	7 225 927	159 063 101	166 289 028	325 280 794
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	50 294 047	750 337	16 517 039	17 267 376	33 777 008
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	67 058 717	1 000 449	22 022 715	23 023 164	45 036 002
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	23 212 607	346 309	7 623 239	7 969 548	15 589 368
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	33 529 341	500 224	11 011 352	11 511 576	22 517 989
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	920 802 886	10 147 248	226 430 256	236 577 504	694 372 631
EDP Serviço Universal	1 721 729	18 973	423 382	442 356	1 298 347
CGD					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	109 098 428	1 202 265	26 827 875	28 030 140	82 270 553
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	108 252 626	1 192 944	26 619 888	27 812 832	81 632 738
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	76 115 168	838 789	18 717 119	19 555 908	57 398 050
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	32 983 260	363 476	8 110 756	8 474 232	24 872 503
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	109 098 428	1 202 265	26 827 875	28 030 140	82 270 553
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	71 886 530	792 190	17 677 274	18 469 464	54 209 255
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	411 646 717	4 536 347	101 226 085	105 762 432	310 420 632
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020 ^[1]					759 611 401
Tagus, SA	640 271 224	10 276 353	124 009 147	134 285 500	516 262 077
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	474 005 166	7 607 783	91 806 369	99 414 152	382 198 797
Sobrecusto da PRE 2009	166 266 058	2 668 570	32 202 778	34 871 348	134 063 280
Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008	0	-265 455	0	-265 455	0
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009	0	-265 455	0	-265 455	0
Total	3 217 338 124	49 846 270	1 220 270 212	1 270 116 481	2 756 679 313

Nota: ^[1] O valor total do sobrecusto PRE previsto para 2020 é de 1 163,9 milhões de euros.

0.2.5 PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA

As previsões de evolução da procura de energia elétrica adotadas pela ERSE para 2020 têm como base a informação das previsões enviadas pelas empresas, no que respeita aos fornecimentos e consumidores por nível de tensão, às quotas do mercado liberalizado e ao nível de perdas nas redes. Adicionalmente, a ERSE analisou os dados mais recentes do consumo de energia elétrica, as tendências do mercado liberalizado e os indicadores sociais e económicos com impacto na procura de energia elétrica, de modo a complementar e atualizar as previsões da procura de eletricidade usadas no cálculo tarifário de 2020.

No processo de definição do balanço de energia para as tarifas de 2020, a ERSE teve em conta a Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, que procede à segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 75/2012 de 26 de março. Com a possibilidade dos clientes finais de baixa tensão normal do mercado liberalizado optarem por um regime equiparado ao das tarifas transitórias, podem existir impactos no ritmo de transição de clientes para o mercado liberalizado e no regresso de clientes ao mercado regulado.

No Quadro 0-13 apresentam-se os fornecimentos por nível de tensão considerados em tarifas de 2020 e a sua variação face aos valores do cálculo tarifário do ano anterior

Quadro 0-13 - Evolução do fornecimento de energia elétrica considerada em tarifas

	Fornecimentos de energia elétrica (GWh)		
	Tarifas 2019	Tarifas 2020	$\Delta\%$ T2020 / T2019
Fornecimentos CUR + ML	46 647	46 298	-0,7%
MAT	2 222	2 382	7,2%
AT	7 158	7 131	-0,4%
MT	15 389	15 270	-0,8%
BTE	3 451	3 374	-2,2%
BTN	18 428	18 141	-1,6%

Em 2019 e 2020, a ERSE prevê que o consumo de eletricidade retome a tendência observada desde 2015, suportada essencialmente na evolução positiva da economia portuguesa. No capítulo 2 do presente documento é feita uma análise detalhada da economia portuguesa e das suas perspetivas futuras.

Neste contexto, a ERSE estima que para o ano de 2019 os fornecimentos a clientes decresçam 1% face ao ocorrido no ano de 2018, a que corresponderá uma descida de 0,7% no consumo referido à emissão, com

a diferença de crescimento entre os dois referenciais a justificar-se pelas perdas nas redes. Para 2020, a ERSE assumiu um crescimento dos fornecimentos a clientes de 1,5% relativamente ao estimado para 2019, a que corresponderá um acréscimo de 1,1% no referencial da emissão, atingindo 51 TWh.

No que respeita à evolução da liberalização do mercado retalhista em Portugal continental, deverá assistir-se, em 2019 e 2020, tal como em 2018 a um abrandamento do ritmo de transição de clientes para mercado, face ao observado até 2017, que se associa às alterações do quadro legal para a extinção das tarifas transitórias para o fornecimento a clientes finais (prazo alargado para o final de 2020) e à existência da possibilidade de regresso ao mercado regulado desde de janeiro de 2018.

Relativamente à Região Autónoma dos Açores, a estimativa para 2019 prevê um acréscimo do consumo de energia elétrica no arquipélago dos Açores de 1%, mantendo-se a tendência de crescimento em 2020, embora com abrandamento (0,4%).

No que diz respeito à Região Autónoma da Madeira, prevê-se para 2019 e 2020 a manutenção do ligeiro crescimento do consumo de energia, de 0,5% para ambos os anos.

A análise da evolução da procura e dos seus fatores justificativos encontra-se no documento “Caracterização da procura de energia elétrica em 2020”.

0.2.6 PROVEITOS PERMITIDOS POR ATIVIDADE EM 2020

O Quadro 0-14 sintetiza os proveitos permitidos e a recuperar em 2020, por atividade, em Portugal continental.

Quadro 0-14 - Proveitos em Portugal continental em 2020

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2020	Proveitos por actividade (1)	Custos transferidos entre actividades (2)	Proveitos a proporcionar em 2020, previstos em 2019 (c/ ajustamento) (3) = (1) + (2)	Sustentabilidade e coexistência de mercados (4)	Tarifa social (5)	Tarifas 2020 (6) = (3) - (4) + (5)
REN Trading	289 413		0	0	0	0
Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial (CVEEAC)	289 413	-289 413 (GGS)	0			0
ADENE	1 198		0			0
Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC)	1 198	-1 198 (CVAT)	0			0
REN	587 737		877 150	0	0	877 150
Gestão Global do Sistema (GGS)	313 887	289 413 (CVEEAC)	603 300			603 300
Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	273 850		273 850			273 850
EDP Distribuição	3 256 012	-875 952	2 380 060	75 330	-102 623	2 202 106
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	989 322		989 322			989 322
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT)	2 266 690	-875 952 (OLMC + GGS + TEE)	1 390 738	75 330		1 315 408
Tarifa Social					-102 623	-102 623
EDP Serviço Universal (CUR)	1 641 463	-1 514 670	126 793	-75 330	0	202 123
Compra e Venda de Energia Eléctrica	1 368 414	-1 260 164	108 250	-69 128		177 378
Compra e Venda de Energia Eléctrica PRE (CVEE PRE)	1 260 164	-1 260 164 (Sobrecusto da PRE na CVAT)	0			0
Compra e Venda de Energia Eléctrica Fornecimento a clientes (CVEE FC)	108 250		108 250	-69 128		177 378
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	254 506	-254 506 (DEE + CVAT)	0			0
Comercialização (C)	18 543		18 543	-4 070		22 613
Sobreprovento pela aplicação da tarifa transitória				-2 132		2 132
			3 384 002	0	-102 623	3 281 379

O Quadro 0-15 sintetiza os proveitos permitidos em 2020, por actividade, nas Regiões Autónomas.

Quadro 0-15 - Proveitos nas Regiões Autónomas em 2020

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos permitidos por actividade (1)	Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas incorporado na Tarifa UGS (2)	Tarifas 2020 (3) = (1) - (2)
EDA	184 987	65 710	119 278
Atividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	139 598	44 759	94 839
Atividade de Distribuição de Energia Eléctrica	38 272	17 573	20 700
Atividade de Comercialização de Energia Eléctrica	7 117	3 378	3 739
EEM	191 709	60 379	131 330
Atividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	141 398	38 714	102 684
Atividade de Distribuição de Energia Eléctrica	45 247	20 716	24 531
Atividade de Comercialização de Energia Eléctrica	5 065	949	4 116
Total nas Regiões Autónomas	376 697	126 089	250 608

1 INTRODUÇÃO

De acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário (RT) submeteu-se à apreciação do Conselho Tarifário (CT), para emissão de parecer, e à Autoridade da Concorrência e dos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, para comentários, a “Proposta de Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2020”. O presente documento é complementado por um conjunto de outros documentos que lhe serviram de base e de enquadramento e que dela fazem parte integrante.

Tendo em conta o parecer do Conselho Tarifário, procede-se à publicação dos valores das tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços para o Continente e para as Regiões Autónomas, a vigorarem em 2020.

As tarifas para 2020 são determinadas tendo em consideração o disposto no Regulamento Tarifário em vigor aprovado pelo Regulamento n.º 619/2017, de 23 de novembro, que aprofundam, por um lado, a regulação das atividades de transporte e distribuição de energia elétrica e, por outro lado, a integração do Mercado Ibérico de Eletricidade, no quadro da legislação em vigor.

Os valores das tarifas e preços dos serviços regulados para 2020, têm em consideração os valores dos custos e investimentos verificados em 2018, previstos para 2019 e estimados para 2020, enviados pelas seguintes empresas reguladas do Continente e das Regiões Autónomas:

- REN Trading.
- Rede Eléctrica Nacional.
- ADENE.
- EDP Distribuição.
- SU Eletricidade.
- Electricidade dos Açores.
- Empresa de Electricidade da Madeira.

Os preços dos serviços regulados têm em consideração os valores atualmente em vigor e os valores propostos pelas empresas para 2020.

A informação numérica enviada cumpre o estabelecido no RT e nas normas complementares publicadas.

No capítulo 2 é feita uma análise da situação económica nacional e do seu enquadramento a nível europeu.

No capítulo 3 encontram-se descritas e justificadas as principais decisões da ERSE que conduziram à fixação de tarifas e preços a aplicar em 2020, designadamente são apresentados os proveitos permitidos para cada atividade das empresas reguladas.

No capítulo 4 apresentam-se os cálculos das tarifas por atividade, das tarifas de Acesso às Redes e das tarifas de Venda a Clientes Finais para vigorarem em 2020.

No capítulo 5 apresentam-se os parâmetros que vigoram no período de regulação de 2018 a 2020.

No capítulo 6 são apresentados os preços dos serviços regulados previstos no Regulamento de Relações Comerciais e no Regulamento da Qualidade de Serviço para vigorarem em 2020.

Por último, no capítulo 7 é feita uma análise do impacte das principais decisões tomadas.

2 ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO E SETORIAL

2.1 ECONOMIA MUNDIAL

O crescimento da economia mundial apresentou um comportamento relativamente estável entre 2012 e 2018 com ligeiras oscilações. Em 2017 verificou-se a maior taxa de crescimento neste período, incremento que se verificou num conjunto alargado de regiões económicas, com particular destaque para o crescimento acima do esperado na Europa (ver Figura 2-1).

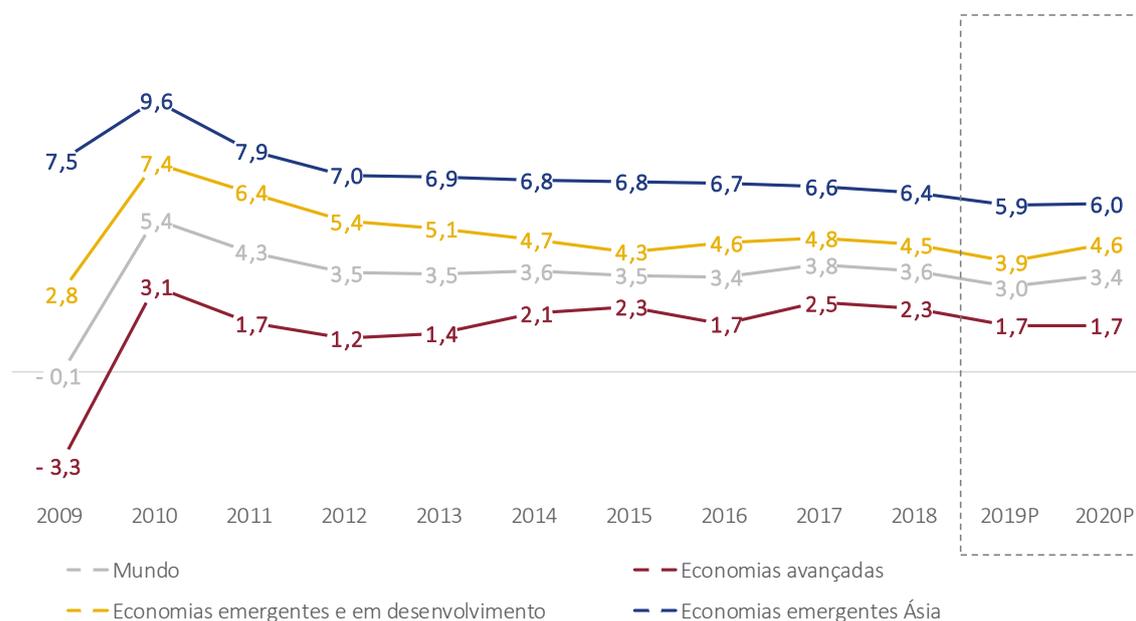
Em 2018 a economia mundial abrandou ligeiramente, principalmente no final do ano, e, em 2019, perspetiva-se a menor taxa de crescimento real desde 2009. De acordo com o FMI⁶, este declínio do crescimento económico mundial é consequência das crescentes barreiras ao comércio internacional, do aumento da incerteza geopolítica, de fatores idiossincráticos que afetam várias economias de mercados emergentes, assim como fatores estruturais (fraco crescimento da produtividade e envelhecimento demográfico em economias avançadas).

Esta revisão em baixa da economia mundial para 2019 é transversal a todas as regiões geográficas, prevendo-se que as economias emergentes (principalmente na Ásia) observem, naturalmente, taxas de crescimento superiores às economias avançadas que se aproximam do seu potencial de crescimento de longo prazo. Neste contexto importa também referir que se verificou em 2019, simultaneamente em economias avançadas e emergentes, o relaxamento das políticas monetárias em resposta às baixas pressões inflacionistas e à desaceleração das respetivas economias.

Destaque-se que embora haja uma previsão do aumento do crescimento do PIB mundial para 2020, esta previsão é fundamentada em pressupostos vulneráveis, nomeadamente progresso a nível de resolução de conflitos comerciais, geopolíticos e tecnológicos. Para esta recuperação do nível de atividade mundial contribuem também a estabilização económica de mercados e países emergentes, nomeadamente em países onde se vinha a observar instabilidade macroeconómica (Argentina, Irão, Turquia, etc) e a recuperação económica em países que registaram uma desaceleração do crescimento económico em 2019 face a 2018 (Brasil, Rússia, Arábia Saudita, México e Índia).

⁶ FMI, "World Economic Outlook", outubro de 2019, disponível em:
<https://www.imf.org/~media/Files/Publications/WEO/2019/October/English/text.ashx?la=en>

Figura 2-1 - Crescimento real do PIB



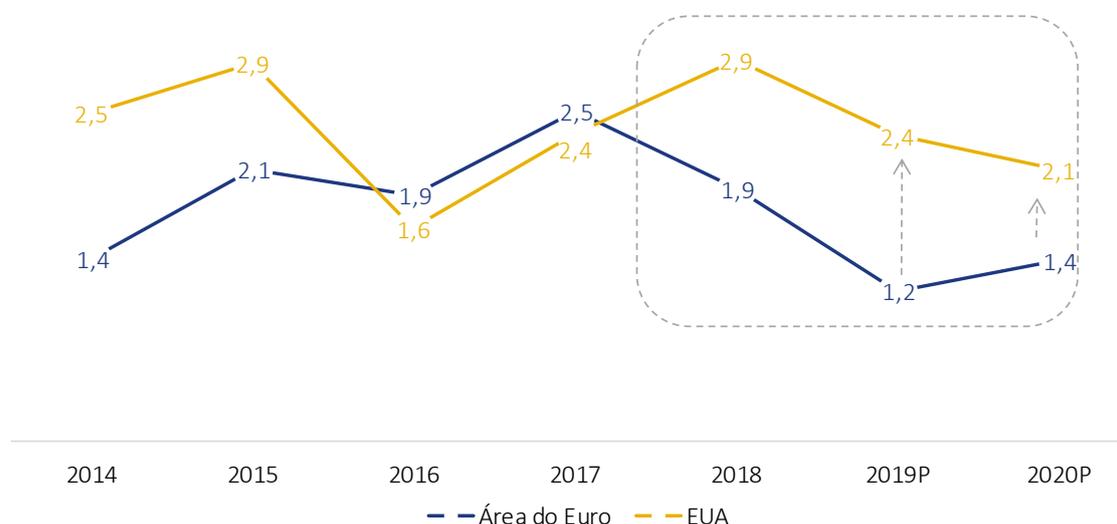
Fonte: ERSE, FMI

Em 2018, o crescimento da economia dos EUA situou-se ligeiramente abaixo dos 3%, resultado da política orçamental expansionista, principalmente na vertente fiscal (redução de impostos sobre as empresas), mas também efeito do aumento do consumo (público e privado).

No entanto, antecipa-se que os efeitos destas medidas de estímulo económico se desvançam em 2019. Aliando-se a esta expectativa o impacto desfasado do aumento das taxas de juro do FED (pese embora na 2ª. metade de 2019 a Reserva Federal norte-americana já tenha reduzido as taxas de juro, estas continuam em valores relativamente altos), o prolongar das tensões comerciais e tecnológicas entre os EUA e a China e a incerteza gerada em torno do *Brexit*, perspetiva-se uma diminuição do crescimento real do PIB em 2019 e 2020.

Em 2018, de acordo com o FMI, verificou-se um crescimento real do PIB na zona euro de cerca de 1,9%, consideravelmente abaixo do observado nos EUA (vide Figura 2-2), resultado do desempenho abaixo do esperado nas maiores economias, nomeadamente a Alemanha, a França e a Itália, este último devido à incerteza política e financeira experienciada que afetou os mercados financeiros de outros países da zona euro, em particular Portugal, ao longo de 2018. Destacam-se, pela sua proximidade com Portugal e por terem observado crescimento acima da média das restantes economias desenvolvidas, a Espanha (2,6%) e a Irlanda (6,8%).

Figura 2-2 - Crescimento real do PIB na zona euro e nos EUA



Fonte: ERSE, FMI

O desacelerar da economia na zona euro, verificado ao longo de 2018 e expectável para 2019, impeliu o Banco Central Europeu a rever a sua política monetária.

No final de 2018, o anúncio do BCE do fim do programa de compra de dívida, assim como o reconhecimento da possibilidade de subida das taxas de juro para o terceiro trimestre de 2019 indiciavam uma ligeira reversão da política monetária. No entanto as sucessivas revisões em baixa da performance económica da zona euro ao longo de 2018, consequência do aumento da incerteza, principalmente relacionado com o *Brexit*, e da deterioração das perspetivas de crescimento em algumas economias europeias levaram o BCE a reconsiderar a alteração da política monetária. Importa salientar que esta reanálise dos estímulos é também uma reação aos níveis de inflação persistentemente baixos e afastados do *target* do BCE.

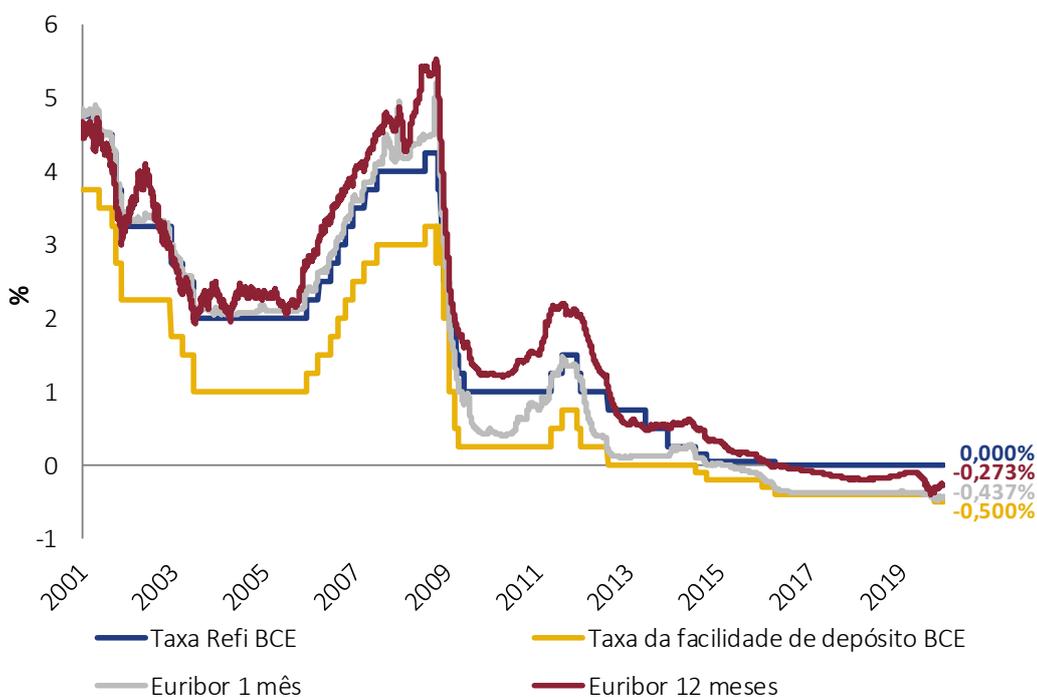
Assim, em setembro de 2019, o BCE anunciou um novo programa de compra de ativos, no valor de 20 mil milhões de euros por mês durante o período em que for necessário, adiando também o aumento das taxas de juro de referência indefinidamente.

Neste âmbito, e como ilustrado na Figura 2-3, o BCE decidiu também reduzir a taxa de juro dos depósitos *overnight*, de -0,4% para -0,5%.

Assim, e de acordo com o FMI⁷, em 2020, perspetiva-se uma ligeira recuperação da economia da zona euro, assente, além dos estímulos do BCE, na recuperação da procura externa, assim como a resolução de outros fatores temporários nas economias francesa e alemã.

Os principais riscos para a robustez económica prevista prendem-se, a médio prazo, com a incerteza gerada em torno de um conflito a nível do comércio internacional entre diversos blocos económicos. O recente aumento das tarifas aduaneiras apresentadas pelos EUA e a antecipação de futuros aumentos e respetiva retaliação dos parceiros comerciais constituem um dos principais riscos para o comércio global e para as perspetivas de crescimento económico no médio prazo.

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



Fonte: ERSE, Reuters

⁷ FMI, "World Economic Outlook", outubro de 2019

2.2 ECONOMIA PORTUGUESA

Após o fim do Programa de Assistência Económica e Financeira e a recuperação do acesso aos mercados de financiamento que ocorreu em meados de 2014, a economia portuguesa tem-se caracterizado por uma consolidação da recuperação da atividade desde 2014, após três anos de recessão económica (ver Figura 2-4). Após um crescimento do PIB de 1,8% e 2% em 2015 e 2016, respetivamente, o PIB, em 2017, registou um crescimento de 3,5%, o maior registado desde 2007. Em 2018, a economia manteve-se com uma evolução positiva, registando um crescimento de 2,4%. As previsões do Banco de Portugal apontam para um ligeiro abrandamento da economia em 2019, estabilizando nos anos seguintes no patamar dos 1,6%.

O crescimento do nível de atividade português em 2018 foi superior ao crescimento da zona euro em cerca de 5 décimas, prevendo-se que esta tendência se intensifique em 2019, com uma taxa de variação do PIB de Portugal superior em 0,8p.p. à da zona euro. Em 2020, antecipa-se a atenuação deste diferencial.

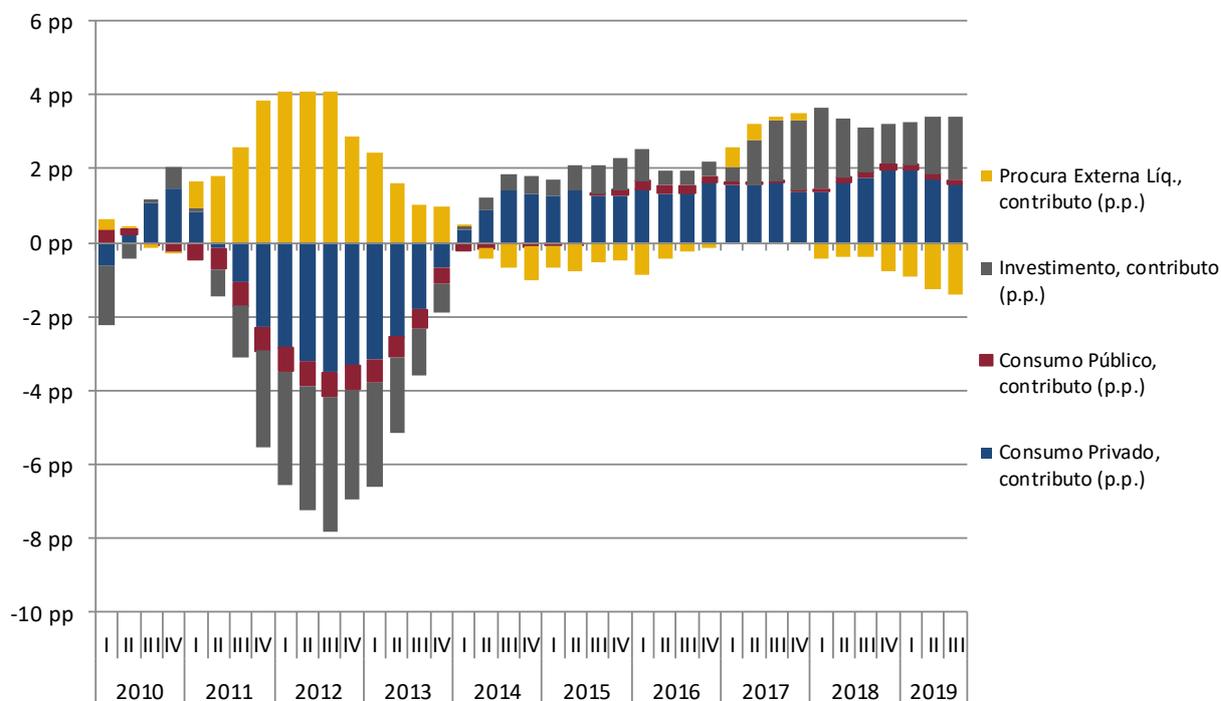
Figura 2-4 - Economia portuguesa: taxa de crescimento real anual do PIB



Fonte: ERSE, Banco de Portugal

A consolidação da recuperação da atividade nos últimos 5 anos foi sustentada na procura interna (ver Figura 2-5 e Figura 2-6), com o consumo privado e o investimento a registarem uma forte recuperação.

Figura 2-5 - Contributos da Procura Interna* e da Procura Externa Líquida** para a taxa de crescimento do PIB em Portugal



*Procura Interna = [Consumo privado + Consumo Público + Investimento];

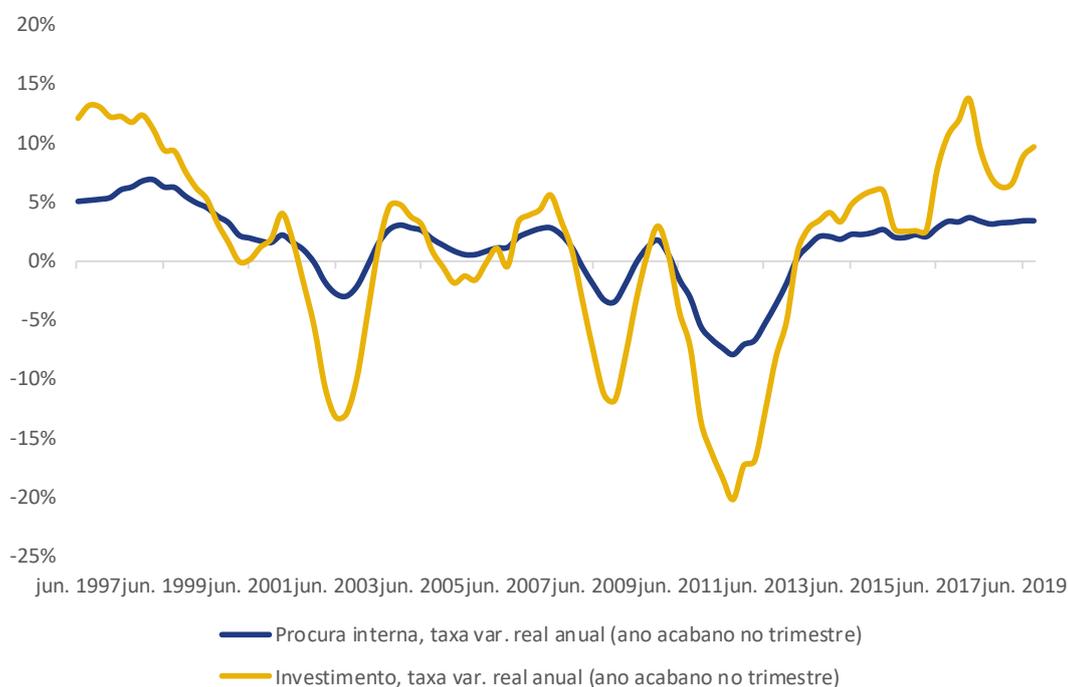
**Procura Externa Líquida = [Exportações – Importações];

Fonte: ERSE, INE

Em 2016, contudo, enquanto o consumo privado manteve uma forte dinâmica de crescimento, o investimento abrandou, tendo o crescimento do PIB sido suportado também pela melhoria da procura externa líquida. Já em 2017, a recuperação do crescimento voltou a ser sustentada numa forte recuperação do investimento e no crescimento das exportações, beneficiando também da dinâmica do consumo privado.

Desde o final de 2017 o investimento e o consumo privado têm vindo a consolidar a sua contribuição para a taxa de crescimento do PIB, compensando-se assim uma tendência de diminuição da procura externa líquida.

Figura 2-6 - Procura interna e investimento em Portugal entre 1997 e terceiro trimestre de 2019



Fonte: ERSE, INE

Para o ano de 2019, espera-se que o PIB se situe no patamar dos 2%. Estima-se um crescimento do investimento superior ao verificado em 2018 (6,9% face a 5,8% registado em 2018⁸) e o crescimento do consumo privado, embora a um ritmo ligeiramente mais moderado. Neste quadro de evolução da economia previsto pelo BdP, está também subjacente um cenário de procura externa líquida negativa por efeito do maior crescimento das importações de bens e serviços relativamente às exportações. Para 2020, as perspetivas para o crescimento mantêm-se positivas, ainda que ligeiramente inferior aos valores esperados para 2019.

Apesar de Portugal se encontrar numa situação de consolidação orçamental mais positiva, persistem riscos que podem afetar negativamente a estabilidade das finanças públicas. A nível nacional, prevê-se uma melhoria no défice orçamental e, conseqüentemente, uma diminuição do rácio da dívida pública em relação ao PIB. No entanto, no contexto internacional os riscos têm vindo a acentuar-se: o abrandamento da economia na zona euro e o aumento do protecionismo a nível global representam os principais riscos

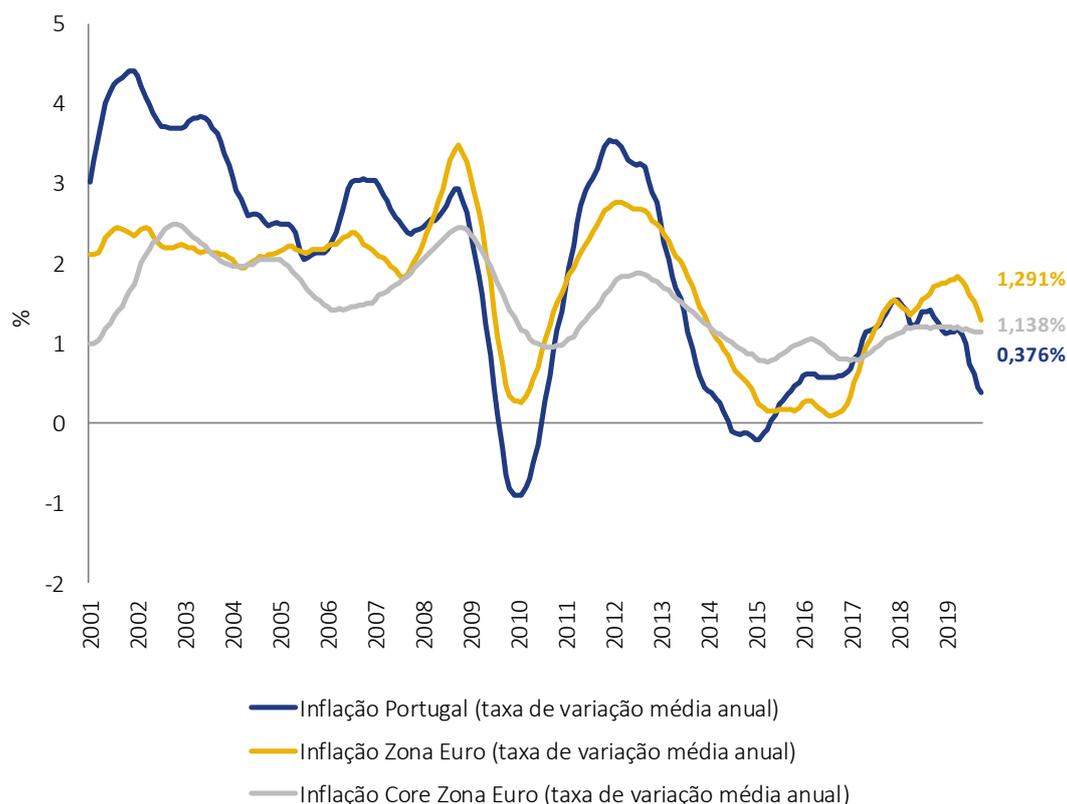
⁸ Média das previsões do BdP, FMI e Comissão Europeia.

externos que mantêm a economia portuguesa vulnerável devido ao seu nível elevado de endividamento público e privado, bem como às consideráveis necessidades anuais de financiamento.

No que se refere aos cenários hipotéticos positivos, os mais significativos decorrem da expectativa de manutenção das taxas de juro de referência do Euro em valores próximos de zero de forma a contrariar o abrandamento de algumas economias europeias e os atuais níveis de inflação ainda relativamente reduzidos.

Neste âmbito, a inflação média anual *core* (que não considera os preços de energia) tem-se mantido estável em níveis ligeiramente acima de 1% da zona euro, tendo-se situado, em outubro de 2019, nos 1,138% (ver Figura 2-7), o que corresponde a uma ligeira diminuição face ao final de 2018 (1,212% em dezembro)⁹.

Figura 2-7 - Inflação em Portugal



Fonte: ERSE, INE

⁹ As perspetivas de evolução da política monetária do BCE são desenvolvidas em mais detalhe no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2020 das empresas reguladas do setor elétrico”.

Em suma, os indicadores mais recentes para a evolução da economia portuguesa, do Banco de Portugal¹⁰, da Comissão Europeia¹¹ e do FMI¹², sugerem um ligeiro abrandamento do crescimento económico ao longo dos próximos 2 anos, face a 2017 e 2018.

Quadro 2-1 - Economia portuguesa - principais indicadores económicos para 2018 e previsões para 2019 e 2020

Unidade: taxa de variação anual em %, exceto quando indicado

	2018	2019 ^P	2020 ^P	2019 ^P			2020 ^P		
	INE/Banco de Portugal	Média das previsões	Média das previsões	Banco de Portugal	FMI	CE	Banco de Portugal	FMI	CE
PIB	2,4	2,0	1,6	2,0	1,9	2,0	1,6	1,6	1,7
Consumo privado	3,1	2,2	1,9	2,3	2,1	2,3	2,0	1,6	2,0
Consumo público	0,9	1,2	0,8	0,5	2,4	0,8	0,5	1,2	0,8
Investimento	5,8	6,9	4,9	7,2	7,0	6,5	5,8	4,1	4,8
Exportações	3,8	3,0	3,3	2,3	4,0	2,7	3,1	4,0	2,7
Importações	5,8	5,0	4,6	4,6	5,9	4,6	4,3	5,5	3,9
Inflação*	1,2	0,5	1,2	0,4	0,9	0,3	1,2	1,2	1,1
Deflador do PIB	1,4	1,5	1,6	n.d.	1,5	1,4	n.d.	1,7	1,5
Desemprego (% população ativa)	7,0	6,3	5,7	6,4	6,1	6,3	5,7	5,6	5,9

Nota: As previsões do Banco de Portugal para 2019 encontram-se no novo ano de referência (2016)

(*) Índice Harmonizado de Preços no Consumidor (IHPC)

Fontes:

Banco de Portugal - "Projeções para a Economia Portuguesa: 2019-2021", junho 2019" e "Boletim económico, outubro de 2019"

FMI - Portugal: 2019 Article IV Consultation, Country Report No. 19/221, jul. 2019 e "World Economic Outlook" outubro de 2019

Comissão Europeia (CE) - Previsões económicas novembro 2019

INE

2.3 BREVE ENQUADRAMENTO SETORIAL

A Figura 2-8 abaixo compara a evolução da taxa de crescimento do consumo de energia elétrica referido à emissão¹³, e a taxa de crescimento real do PIB desde 2001.

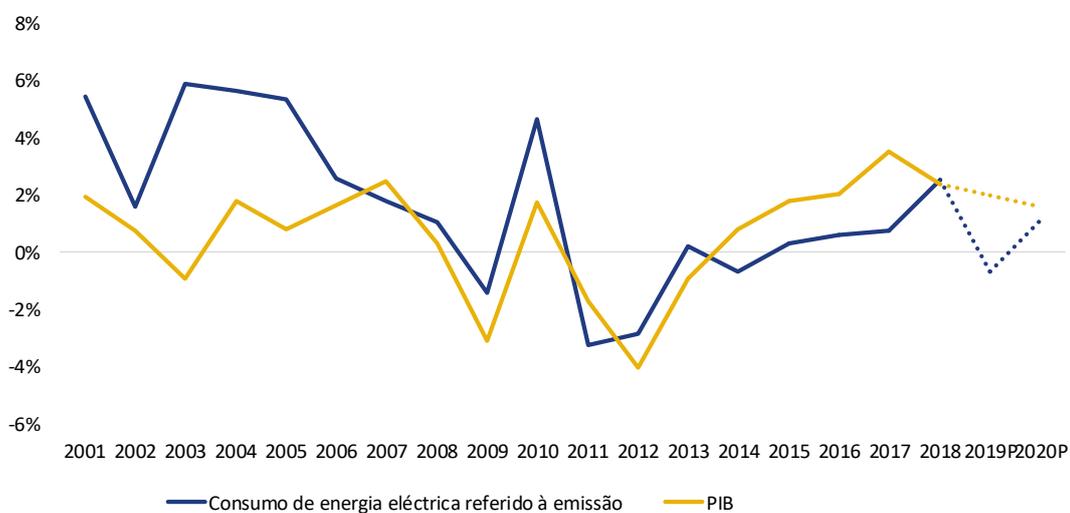
¹⁰ Banco de Portugal, Boletim Económico – junho de 2019, Boletim Económico – outubro de 2019.

¹¹ Comissão Europeia, Previsões económicas – novembro de 2019.

¹² FMI: Portugal, 2019 Article IV Consultation, Country Report No. 19/221, julho de 2019; "World Economic Outlook", outubro de 2019.

¹³ A série do consumo referido à emissão não inclui a correção dos efeitos relacionados com a temperatura e dias úteis.

Figura 2-8 - PIB e consumo de energia eléctrica referido à emissão



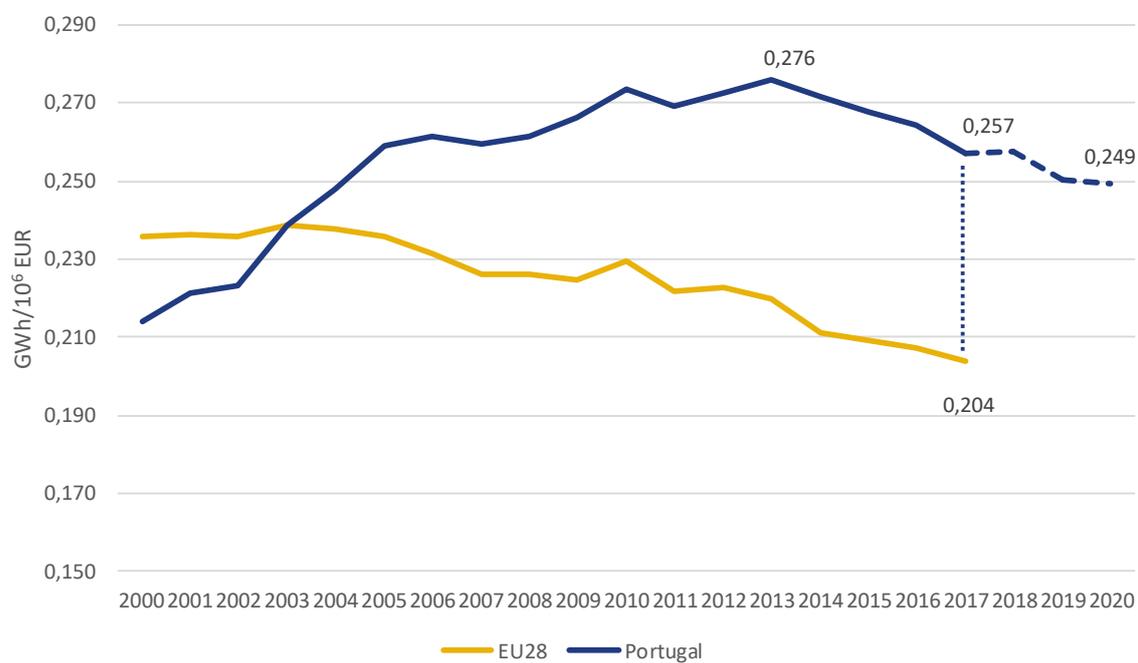
Fonte: ERSE, INE, Banco de Portugal, REN

Da observação da figura anterior destaca-se um acentuar da correlação entre o crescimento destas duas variáveis entre 2008 e 2013, tendo-se esbatido a partir de deste ano. Em 2018 ocorreu um crescimento da economia na ordem dos 2,4 % e um acréscimo do consumo de energia na ordem dos 2,5%. Para 2019 e 2020, de acordo com as previsões do Banco de Portugal, é expectável um crescimento de 2% e 1,6%, respetivamente.

Para o consumo referido à emissão, após em 2018 se ter verificado um crescimento atípico, de acordo com as previsões da ERSE, é expectável um decréscimo para 2019 de 0,7% e, em 2020, retoma a tendência de crescimento para os 1,1%. Estas previsões, de acordo com o analisado no documento de “Caracterização da Procura De Energia Elétrica em 2020”, são suportadas essencialmente na evolução positiva da economia portuguesa.

A partir da Figura 2-9 compara-se a evolução da intensidade eléctrica do PIB em Portugal continental e na União Europeia (UE). Este indicador permite evidenciar a relação entre o nível da atividade económica e o consumo de energia eléctrica, correspondendo ao rácio entre o consumo de energia eléctrica referido à emissão e o produto interno bruto, a preços constantes. Pode-se observar que após o valor máximo atingindo em 2013, se tem observado uma tendência decrescente, na energia necessária para a produção do mesmo output, mantendo-se, no entanto, num nível comparativamente superior ao da UE. Observa-se que no conjunto dos restantes países da UE, a diminuição da intensidade eléctrica iniciou a sua tendência decrescente antes do verificado em Portugal.

Figura 2-9 - Intensidade elétrica em Portugal e na UE



Fonte: ERSE, INE, Banco de Portugal, REN

3 PROVEITOS PERMITIDOS

Neste capítulo apresentam-se os proveitos permitidos para cada uma das atividades reguladas da REN Trading, da REN, da ADENE, da EDP Distribuição, da SU Eletricidade, da EDA e da EEM.

O cálculo destes proveitos foi determinado tendo em conta os documentos complementares “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2020” e “Caracterização da procura de energia elétrica em 2020” e o documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”, de dezembro de 2017

No documento “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2020” definem-se os principais pressupostos utilizados no cálculo dos proveitos permitidos para 2020 e apresentam-se e justificam-se as principais opções tomadas pela ERSE relativamente às previsões enviadas pelas empresas para o balanço de energia elétrica, para os custos e para os investimentos nas várias atividades reguladas. Neste documento, analisa-se o ano de 2018 para todas as atividades e o ano de 2019 para as atividades de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial e do Comercializador de Último Recurso, de forma a determinar os ajustamentos a repercutir em 2020. Adicionalmente, para 2019 e para todas as atividades analisa-se o acerto provisório do CAPEX.

Relativamente a 2018, faz-se uma análise do balanço de energia elétrica e das contas reguladas, por atividade, das empresas reguladas (REN Trading, REN, EDP Distribuição, SU Eletricidade, EDA e EEM) e comparam-se os valores ocorridos com os que tinham sido considerados para o cálculo das tarifas a vigorar em 2018. Determinam-se e analisam-se as diferenças entre valores reais e os provisórios e calculam-se os ajustamentos a considerar em cada atividade, retirando-se neste exercício os valores provisórios de ajustamento para 2018 considerados em tarifas de 2019.

No que se refere a 2019, 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. Calcula-se, também, o ajustamento provisório ao CAPEX¹⁴ de todas as atividades, bem como o ajustamento relativo à tarifa social.

¹⁴ No caso das RA, ao contrário dos restantes ajustamentos, um valor positivo equivale a montantes a devolver às empresas, enquanto um valor negativo equivale a um montante a devolver aos consumidores.

3.1 METODOLOGIAS DE REGULAÇÃO

O modelo de regulação em Portugal assenta na definição dos rendimentos permitidos às atividades reguladas, chamados de proveitos permitidos, de um modo geral desenvolvidas num quadro de monopólio natural, definidos pelo regulador por forma a emular um mercado concorrencial, tendo em conta a garantia do equilíbrio económico-financeiro dessas atividades e a proteção dos consumidores.

No que diz respeito à promoção de custos eficientes, as metodologias de regulação podem ser agrupadas em dois conjuntos distintos: regulação por incentivos, regulação por custos aceites. A regulação por incentivos, tal como o *price cap* ou o *revenue cap*, não associa exatamente o nível de proveitos permitidos ao nível de custos da atividade regulada, permitindo, numa primeira fase, às empresas reguladas aumentarem a sua rentabilidade ao diminuírem os seus custos e, numa segunda fase, aos consumidores beneficiarem de um menor nível tarifário devido à diminuição dos custos. A regulação por custos aceites consiste numa apreciação mais detalhada dos custos das empresas reguladas, sendo que os proveitos permitidos recuperam os custos aceites da empresa, assim como os custos do investimento remunerados a uma taxa definida pelo regulador. A regulação por custos aceites diminui o risco regulatório, apoiando estratégias expansivas em termos de investimento, mas, de um modo geral, dissocia o desempenho das empresas da sua rentabilidade, não cria um verdadeiro incentivo para que as empresas diminuam os seus custos ou atinjam outros objetivos definidos pelo regulador

Nos quadros seguintes apresenta-se, por empresas reguladas do setor elétrico e respetivas atividades, uma breve síntese das formas de regulação e dos principais parâmetros a vigorar para o período de regulação em curso assim como as tarifas que permitem recuperar os proveitos permitidos.

Quadro 3-1 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico

Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais rúbricas que constituem os proveitos permitidos	Incentivos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2018-2020	Recuperação dos proveitos
REN Trading SA Agente Comercial	Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (Sobrecusto CAE)	Custos aceites. Ajustamentos provisórios ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais e os incentivos aceites a posteriori.	Diferença entre os custos com a aquisição às centrais com Contratos de Aquisição de Energia (CAE) e o proveito com a venda desta energia no mercado.	Incentivos para a gestão otimizada dos CAE não cessados	Incentivo L _{CAE} : - Valor máximo: 3 M€ - Valor mínimo: 1 M€ Prémio de adequação de mercado Pam: - Valor máximo: 0,3 M€	Tarifa de Uso Global de Sistema do ORT
REN SA Entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte Operador da rede de transporte (ORT)	Gestão Global do Sistema	Regulação por <i>revenue-cap</i> nos custos de exploração. Remuneração dos ativos em exploração aceites em base anual ajustável ao fim de 2 anos com base em valores reais.	Custos com gestão do sistema Custos de interesse geral: a) Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas; b) Sobrecusto do Agente Comercial; c) Custos com a remuneração e amortização dos terrenos afetos a aproveitamentos hidroelétricos; d) Plano de Promoção da Eficiência no Consumo; e) ERSE, AdC; f) Custos com mecanismo de garantia de potência (modalidade de incentivo ao investimento) e remuneração da Reserva de Segurança do SEN		Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência de 1,5% ao ano para a variação dos custos de exploração.	Tarifa de Uso Global do Sistema do ORT
	Transporte de Energia Elétrica	Regulação por <i>price cap</i> (que se aproxima de um <i>revenue cap</i>). Remuneração dos ativos em exploração. Aos custos com capital aplica-se uma regulação baseada em custos de referência sujeitos a metas de eficiência. Ajustamentos ao fim de 2 anos tendo em conta o nível da atividade da empresa (km de rede e n.º de painéis) para os custos de exploração e os investimentos efetivamente ocorridos.	Custos de exploração e de investimento. <i>Custos pass through</i> : Custos com as tarifas transfronteiriças. Proveitos associados ao mecanismo de gestão conjunta da interligação Portugal-Espanha.	Incentivo ao investimento eficiente na rede de transporte, através da utilização de preços de referência na valorização dos novos investimentos a integrar na rede. Incentivo à racionalização económica dos investimentos da RNT.	Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Custos de referência: Prémio na taxa de remuneração do ativo + 0,75% Fatores de eficiência: Tipologias linhas - 1,5%; Tipologias subestações - 3%; Taxa de encargos de estrutura e gestão - 1,5% Incentivo à racionalização económica dos investimentos: - Limites superiores do incentivo: 32M€ (desempenho Superior), 27M€ (desempenho Intermédio), 0M€ (desempenho Inferior) - Limites inferiores do rácio ativo líquido/ativo bruto: 42% (desempenho Superior), 43% (desempenho Intermédio), 44% (desempenho Inferior) - Limites superior do rácio ativo líquido/ativo bruto: 53% Fator de eficiência de 1,5% ao ano para a variação dos custos de exploração.	Tarifa de Uso da Rede de Transporte do ORT

Quadro 3-2 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. I)

Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais rúbricas que constituem os proveitos permitidos	Incentivos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2018-2020	Recuperação dos proveitos
ADENE Operador Logístico de Mudança de Comercializador	Operação Logística de Mudança de Comercializador	Regulação por Price-cap ao nível dos custos de exploração. Remuneração dos ativos em exploração. Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios do nível da atividade.	Custos de exploração e de investimento.		Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 1,5% ao ano.	Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador
EDP Distribuição, SA Entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição em AT/MT e BT Operador de rede de distribuição (ORD)	Distribuição de Energia Elétrica	AT/MT: regulação por Price-cap ao nível dos custos de exploração. Remuneração dos activos em exploração. Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios do nível da atividade. BT: regulação por Price-cap ao nível dos custos totais (TOTEX). Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios do nível da atividade.	Custos de exploração e de investimento. Outros montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência. Custos <i>pass through</i> : Rendas de concessão.	Incentivo à promoção do desempenho ambiental. Incentivo à redução de perdas. Incentivo à melhoria da qualidade de serviço. Incentivo aos investimentos em rede inteligente. Incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes	Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 2,0% ao ano. Proveitos permitidos evoluem com: NT - energia distribuída e km de rede; BT - condições de financiamento, potência instalada, kms de rede e número de clientes.	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição
	Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	Custos de gestão do sistema: <i>Pass through</i> de custos	Custos com o pagamento da factura de UGS ao ORT Custos de interesse económico geral: a) Diferencial de custos com aquisição de energia a produtores em regime especial (PRE); b) Custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC); c) Repercussão nas tarifas de custos ou proveitos ao abrigo do DL 165/2008, de 21 de Agosto; d) Ajustamentos positivos ou negativos no âmbito da sustentabilidade de mercados; e) Rendas dos défices tarifários ao abrigo do DL 237-B/2006; f) 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 e BTE. g) Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória. h) Tarifa social.			Tarifa de Uso Global do Sistema do ORD
		Custos de transporte: <i>Pass through</i> de custos	Custos com o pagamento da factura de URT ao ORT.			Tarifa de Uso da Rede de Transporte do ORD
		Custos de OLMC: <i>Pass through</i> de custos	Custos com o pagamento da factura de OLMC ao OLMC.			Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

Quadro 3-3 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. II)

Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais rúbricas que constituem os proveitos permitidos	Incentivos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2018-2020	Recuperação dos proveitos
SU Eletricidade Comercializador de último recurso (CUR)	Compra e Venda de Energia Elétrica	Custos aceites em base anual e remuneração dos ativos líquidos. Ajustamentos provisórios ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois tendo em conta os gastos e réditos reais.	- Função de Compra e venda de Energia elétrica à PRE: Custos com a aquisição de Energia elétrica a produtores em regime especial - Função de Compra e venda de Energia elétrica para fornecimento aos clientes: Custos com a aquisição de Energia elétrica no mercado organizado ou ainda através de contratos bilaterais		Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa	Tarifa de Energia
	Comercialização	Regulação por <i>Price cap</i> Ajustamento ao fim de 2 anos tendo em conta eventuais desvios do nível de atividade com base em custos reais.	Custos de exploração.		Fator de eficiência de parâmetros de 1,5% ao ano. Proveitos permitidos evoluem com: número médio de consumidores por nível de tensão	Tarifa de Comercialização
	Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e Distribuição	<i>Pass through</i> dos custos do acesso: a) uso global do sistema; b) uso da rede de transporte; c) uso da rede de distribuição; d) operador logístico de mudança de comercializador.				

Tarifa de Venda a Clientes Finais

Quadro 3-4 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. III)

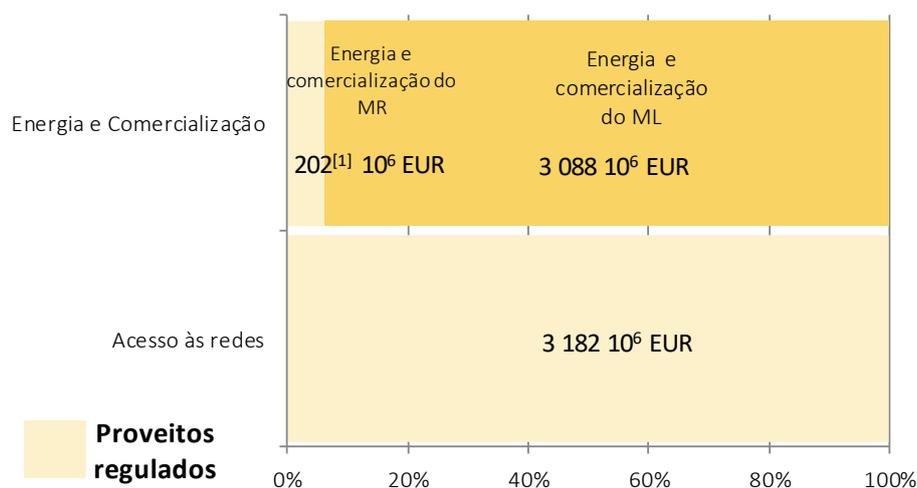
Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais rúbricas que constituem os proveitos permitidos	Incentivos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2018-2020	Recuperação dos proveitos
EDA SA Entidade concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores (RAA)	Aquisição de Energia e Gestão Global do Sistema	Regulação por <i>revenue-cap</i> nos custos de exploração Custos com combustíveis e custos de manutenção aceites em base anual. Remuneração dos ativos líquidos. Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta os custos reais da atividade	Custos com a aquisição de energia elétrica a produtores não vinculados da RAA. Custos com combustíveis para a produção de energia elétrica. Custos de exploração	Incentivo à aquisição eficiente de fuelóleo e gasóleo. Incentivo para a gestão otimizada das licenças de emissão de CO ₂ .	Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 1,5% ao ano.	Tarifa de Venda a Clientes Finais
	Distribuição de Energia Eléctrica	Regulação por <i>Price cap</i> dos custos de exploração Remuneração dos ativos líquidos Ajustamento ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios no nível de atividade.	Custos de exploração e de investimento. Custos <i>pass through</i> : Rendas de concessão.	Incentivo ao investimento em redes inteligentes Incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes	Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 3,0% ao ano. Proveitos permitidos evoluem com o número médio de clientes e energia elétrica fornecida por nível de tensão	
	Comercialização de Energia Elétrica	Regulação por <i>Price cap</i> dos custos de exploração Aceitação casuística de uma componente de custos não controláveis Remuneração dos ativos líquidos Ajustamento ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios no nível de atividade.	Custos de exploração e de investimento.		Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 2,5% Proveitos permitidos evoluem com o número médio de clientes	

3.2 PROVEITOS PERMITIDOS A RECUPERAR EM 2020

A faturação global das empresas do setor elétrico compreende os proveitos regulados, bem como a faturação associada aos fornecimentos no Mercado Livre. Os proveitos regulados incluem os proveitos permitidos de energia e de comercialização do Comercializador de Último Recurso (Mercado Regulado) e os proveitos recuperados pelas tarifas de Acesso às Redes.

Na Figura 3-1 apresenta-se o montante de proveitos permitidos, regulados, no setor elétrico em Portugal continental e o seu peso relativo nos rendimentos totais estimados para o setor¹⁵, que deverão representar cerca de 6 470¹⁶ milhões de euros.

Figura 3-1 – Rendimentos estimados do setor elétrico



Notas: [1] inclui sobreproveito.

Os custos de acesso às redes não deduzem o valor da tarifa social a abater aos proveitos recuperados pelas tarifas, no valor de cerca de 103M€.

Importa, no entanto, referir que os custos de energia considerados na tarifa de Venda a Clientes Finais regulada, são determinados de acordo com as regras de funcionamento do mercado grossista e que uma parte considerável dos custos incluídos nas tarifas de Acesso às Redes refere-se aos Custos de Interesse

¹⁵ A faturação de Energia e Comercialização foi obtida considerando que o preço médio de aquisições de energia e comercialização do CUR estão (em média) em linha com o mercado.

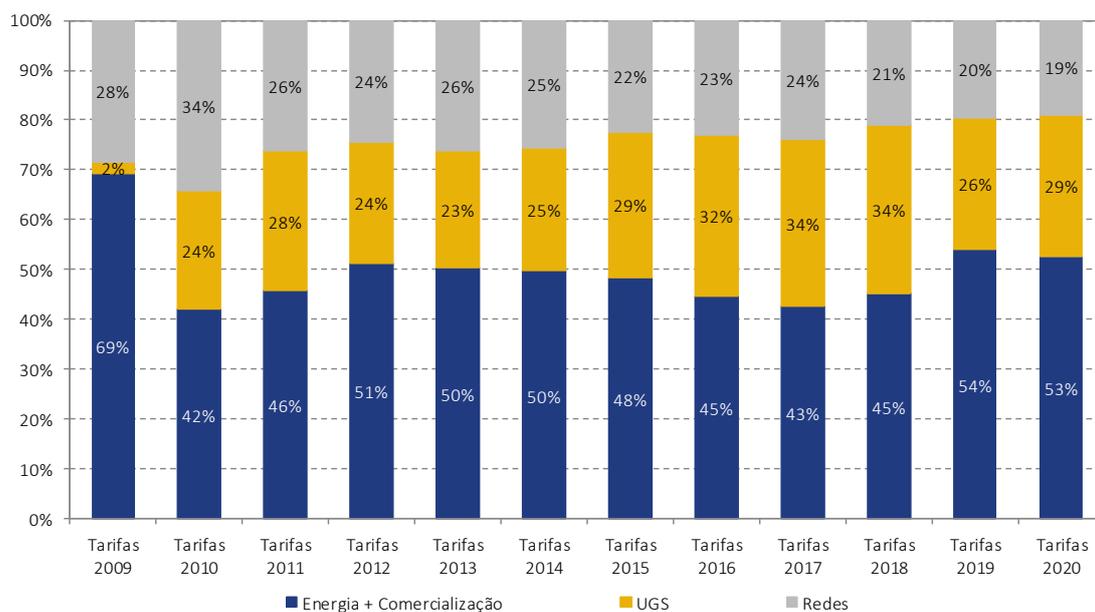
¹⁶ Este valor inclui o sobreproveito no âmbito da aplicação das tarifas transitórias no montante de 2,0 milhões de euros.

Económico Geral (CIEG) e medidas de política energética e ambiental, na sua quase totalidade determinados no âmbito da legislação em vigor.

Assim, em Portugal continental os proveitos permitidos a recuperar com as tarifas de Acesso podem ser divididos em duas categorias: Redes e Uso Global do Sistema (UGS). Na parcela de redes incluem-se os proveitos com a atividade de Transporte de Energia Elétrica e com a atividade de Distribuição de Energia Elétrica. Na UGS incluem-se os CIEG e as medidas de política energética e ambiental, bem como os custos com a atividade de Gestão Global do Sistema.

A Figura 3-2 apresenta a evolução da estrutura dos custos, estimada, do setor elétrico desde 2009. Os custos são agrupados de modo análogo à classificação das atividades reguladas. Destaca-se a tendência de diminuição do peso dos custos com as redes nos custos totais do SEN.

Figura 3-2 - Estrutura dos custos por atividade



Da análise da figura, verifica-se que em 2018, o peso da energia e da comercialização aumentou significativamente, e a UGS baixou, sendo esta evolução explicitada na Figura 3-17 do presente capítulo.

3.2.1 PROVEITOS A RECUPERAR EM 2020 POR ATIVIDADE

Nos quadros seguintes apresenta-se o montante dos proveitos regulados a recuperar com a aplicação nas tarifas de energia elétrica em Portugal continental (Quadro 3-5) e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (Quadro 3-6) considerados para tarifas 2019 e 2020.

**Quadro 3-5 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica em
Portugal continental**

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2019	Tarifas 2020	Variação de proveitos Tarifas 2020/Tarifas 2019
	(1)	(2)	[(2) / (1)] - 1
Gestão Global do Sistema			
Proveitos permitidos do ORT	603 828	603 300	
Custos gestão do sistema	135 583	151 671	
Custos de interesse geral	448 451	437 177	
Custos com garantia de potência	19 793	14 452	
Custos a recuperar pelo ORD	1 189 434	1 385 933	
Sustentabilidade de mercados e coexistência	30 984	-69 128	
Diferencial positivo ou negativo na atividade de comercialização devido à extinção das TVCF	-8 327	-4 070	
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória	-1 956	-2 132	
Proveitos a recuperar com a UGS	1 813 962	1 913 903	5,5%
Operador Logístico de Mudança de Comercializador			
OLMC	1 197	1 198	
Proveitos a recuperar com as tarifas de OLMC	1 197	1 198	0,0%
Transporte de energia elétrica			
Proveitos permitidos do ORT	283 188	273 850	
Diferença entre os valores faturados pela EDP D e os valores pagos à REN	4 867	3 607	
Proveitos a recuperar com as tarifas de URT	288 055	277 457	-3,7%
Distribuição de energia elétrica			
Total dos proveitos em AT/MT	375 948	328 983	
Total dos proveitos em BT	673 391	660 338	
Proveitos a recuperar com as tarifas de URD	1 049 338	989 322	-5,7%
Comercialização regulada			
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	96	62	
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	23	83	
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	21 620	22 468	
Proveitos a recuperar com as tarifas de Comercialização	21 739	22 613	4,0%
Aquisição em mercado+OMIP+Cesur	-1 201 244	-1 091 792	
Aquisição aos PRE (exclui sobrecurso)	1 393 802	1 257 515	
Custos com serviços do sistema	5 175	8 144	
Custos de funcionamento	1 860	3 511	
Proveitos a recuperar com a tarifa de Energia	199 593	177 378	-11,1%
Proveitos a recuperar com as tarifas	3 373 884	3 381 870	0,2%
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória	1 956	2 132	
Tarifa Social	-103 743	-102 623	
Total de proveitos a recuperar com tarifas no continente	3 272 097	3 281 379	0,3%

Nota: A rubrica de diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais recuperam o montante de crédito aos consumidores a devolver ao sistema.

Quadro 3-6 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2019	Tarifas 2020	Variação de proveitos Tarifas 2020/Tarifas 2019
	(1)	(2)	[(2) / (1)] - 1
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	136 841	139 598	2,0%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	37 909	38 272	1,0%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 141	7 117	-0,3%
Total de proveitos regulados na Região Autónoma dos Açores	181 891	184 987	1,7%

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2019	Tarifas 2020	Variação de proveitos Tarifas 2020/Tarifas 2019
	(1)	(2)	[(2) / (1)] - 1
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	143 315	141 398	-1,3%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	45 675	45 247	-0,9%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 307	5 065	-4,6%
Total de proveitos regulados na Região Autónoma da Madeira	194 296	191 709	-1,3%

Os principais fatores que condicionam a evolução dos proveitos são: (i) a evolução da procura; (ii) a evolução do contexto macroeconómico; (iii) as metas de eficiência e incentivos promovidos pelo regulador; (iv) a evolução dos custos de energia; (v) a evolução dos CIEG.

Nos capítulos anteriores do presente documento analisaram-se os pontos (i) a (iii). Nos capítulos seguintes serão apresentados os efeitos dos fatores (iv) e (v) na variação dos proveitos permitidos de 2019 para 2020, por atividade, para o Continente.

Relativamente às Regiões Autónomas, o diferencial entre os proveitos permitidos e os proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais nas respetivas regiões é pago por todos os consumidores do setor elétrico através das tarifas de Uso Global do Sistema. Este diferencial é analisado no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2020”.

3.2.2 CIEG E CUSTOS DE ESTABILIDADE E SUSTENTABILIDADE DE MERCADOS

Os CIEG do ano juntamente com o pagamento de CIEG do passado (amortização de dívida tarifária) e com os custos de estabilidade e de sustentabilidade de mercados¹⁷ condicionam, em grande parte, a evolução das tarifas de energia elétrica. Pela sua relevância, a análise destes custos é destacada. Estes custos são incluídos nas tarifas de Acesso às Redes pagas por todos os clientes de energia elétrica. Em 2020, o conjunto destes custos atingirão 1 928,8 milhões de euros¹⁸.

O valor dos CIEG apurados no âmbito do cálculo das tarifas de 2020 para esse ano atingem 1 493,6 milhões de euros e dizem respeito a:

- diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial (PRE) mediante fontes de energia renovável e não renovável (cogeração), imputados à parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema;
- rendas de concessão pela distribuição em baixa tensão;
- custos com os terrenos afetos ao domínio público hídrico (amortização e remuneração);
- custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores;
- custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira;
- custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC),
- custos com a garantia de potência e Leilões da Reserva de Segurança do SEN;
- custos inerentes à atividade de gestão dos CAE remanescentes, pelo Agente Comercial, não recuperados no mercado;
- custos com a Concessionária da Zona Piloto (Enondas);
- custos com a Autoridade da Concorrência (AdC);
- custos com a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;

¹⁷ Que na prática correspondem aos ajustamentos positivos ou negativos dos proveitos com aquisição de energia pelo CUR que são suportados ao nível da UGS

¹⁸ Custos de política energética e de interesse económico geral (1 494 milhões de euros) + Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados (59 milhões de euros) + saldo entre os pagamentos do sobrecusto da PRE alisados em anos anteriores e os adiados (376 milhões de euros).

- Desconto da Tarifa Social.

Os custos com as medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados incluídos em tarifas 2020 totalizam cerca de 58,69 milhões de euros e dizem respeito a:

- amortização e juros referente à repercussão nas tarifas elétricas dos custos diferidos de anos anteriores, respeitantes à aquisição de energia elétrica, ao longo de um período de 15 anos, nos termos do n.º 4 do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto;
- amortização e juros referente à repercussão nas tarifas dos custos diferidos de anos anteriores, decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral, ao longo de um período máximo de 15 anos, nos termos do n.º 4 do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto;
- ajustamentos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso, referentes a 2018 e a 2019, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados;
- diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade, equidade e gradualismo financeiro do CUR a repercutir na parcela II da tarifa de UGS do ORD;
- sobreproveito associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º 2 do artigo 6º do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, na redação vigente.

Os pagamentos das parcelas diferidas dos diferenciais de custos da PRE de anos anteriores são superiores ao montante diferido do diferencial de custos da PRE relativo a 2020, em cerca de 376,5 milhões de euros. Deste modo, o saldo líquido dos alisamentos do diferencial de custos da PRE acresce ao valor dos CIEGs recuperados nas tarifas do ano.

A generalidade destes custos encontra-se integrada na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, relativa aos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral e aos Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC). Estes custos são pagos por todos os clientes de energia elétrica em função da energia consumida, com exceção dos custos da produção de energia elétrica em regime especial a partir de fontes de energia renovável (PRE-FER) e dos CMEC. Os custos da produção de energia elétrica em regime especial a partir de fontes de energia renovável (PRE-FER) são essencialmente suportados pelos consumidores em BTN. Os CMEC são pagos por todos os consumidores de energia elétrica em função da potência contratada.

Os encargos com as rendas de concessão pela distribuição em BT são pagos pelos clientes em BT sendo integrados na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.

O Quadro 3-7 apresenta a evolução dos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas de energia elétrica.

Quadro 3-7 - Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2020

	Unidade: 10 ³ EUR		
	2019	2020	Variação 2019/2020
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	1 251 687	1 493 608	19,3%
Diferencial de custo da PRE	643 978	883 679	37,2%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	-78	-433	455,0%
Diferencial de custo dos CAE a recuperar pelas tarifas	284 102	289 045	1,7%
Rendas de concessão da distribuição em BT	262 157	263 622	0,6%
Sobrecusto da RAA e da RAM	125 884	126 089	0,2%
Terrenos das centrais	12 555	12 349	-1,6%
Custos com a garantia de potência e Leilões da Reserva de Segurança do SEN	19 793	14 452	-
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	0	0	-
ERSE	6 268	6 611	5,5%
Custos com a concessionária da Zona Piloto	406	429	5,8%
Autoridade da Concorrência	365	389	6,7%
Tarifa social	-103 743	-102 623	-1,1%
Alisamento do diferencial de custo da PRE	371 966	376 485	1,2%
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral recuperados nas tarifas do ano	1 623 653	1 870 093	15,2%
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	134 059	134 020	0,0%
Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica	99 484	99 414	-0,1%
Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	34 575	34 606	0,1%
Medidas de sustentabilidade de mercados	30 984	-69 128	-323,1%
Diferencial extinção TVCF	-8 327	-4 070	-
Sobreproveito	-1 956	-2 132	9,0%
Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	154 759	58 690	-62,1%
Total CIEG e Sustentabilidade	1 778 412	1 928 783	8,5%

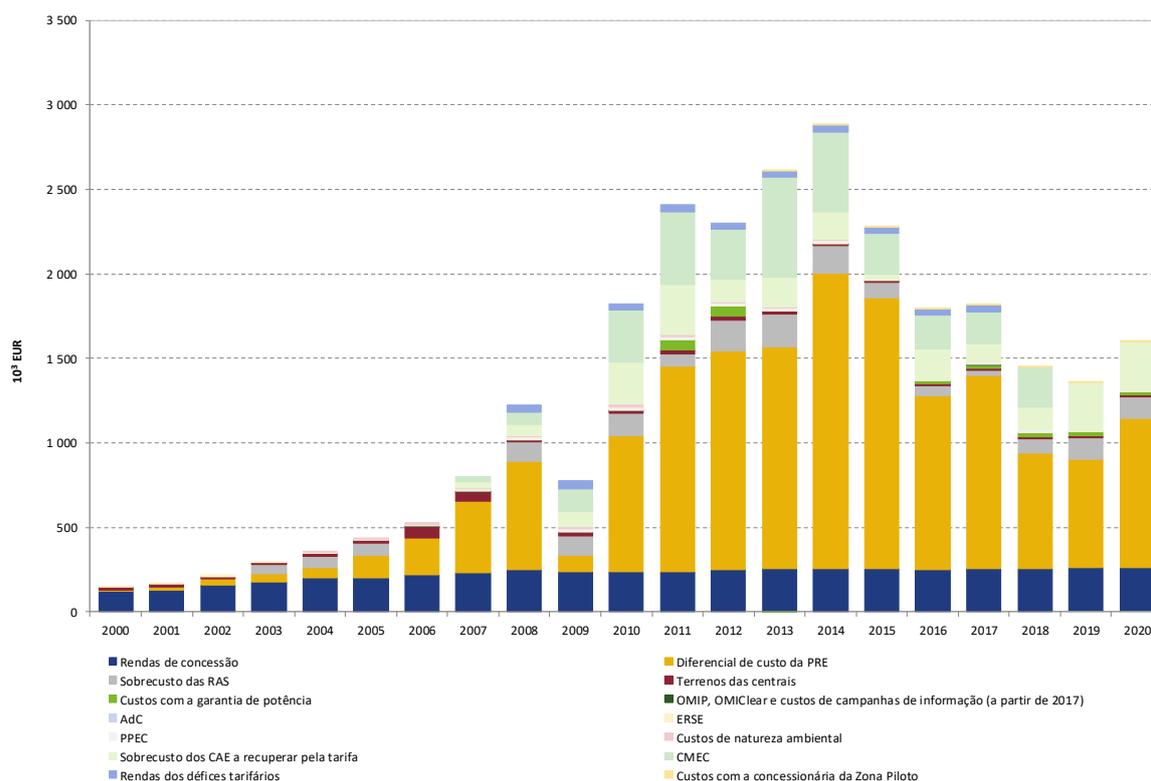
Nota: A rubrica de diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais recuperam o montante de crédito aos consumidores a devolver ao sistema.

Os CIEG, que incorporam os custos de estabilidade e sustentabilidade de mercados assim como o saldo entre os montantes de diferencial da PRE alisados relativos a anos anteriores que serão pagos em 2020 e os diferidos para além de 2020, apresentam um acréscimo de 8,5%.

A figura seguinte mostra a evolução dos custos de interesse económico geral desde 2000. Estes custos dizem respeito a cada ano, não tendo sido todos incorporados nas tarifas do ano para os quais foram

calculados, caso por exemplo, dos diferenciais de custos com a PRE, cuja recuperação é diferida ao abrigo 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, bem como os pagamentos referentes ao diferimento do ajustamento anual dos CMEC de 2012.

Figura 3-3 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 2000



Nota: Esta figura não considera valores de CIEG a deduzir à tarifa, nomeadamente à tarifa Social.

No quadro seguinte, apresenta-se o peso dos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral no total dos proveitos de energia elétrica em Portugal continental¹⁹.

¹⁹ A faturação da Energia e Comercialização no mercado liberalizado foi obtida considerando que o preço médio de aquisições de energia e comercialização do CUR estão (em média) em linha com o mercado.

Quadro 3-8 - Peso dos custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados no total dos proveitos de energia elétrica em Portugal continental em 2020

	2020
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	23,08%
Diferencial de custo da PRE	13,65%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	-0,01%
Diferencial de custo dos CAE a recuperar pelas tarifas	4,47%
Rendas de concessão da distribuição em BT	4,07%
Diferencial de custo da RAA e da RAM	1,95%
Custos com a garantia de potência e Leilões da Reserva de Segurança do SEN	0,22%
Outros custos de política energética e interesse geral	0,31%
Tarifa social	-1,59%
Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	0,91%
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	2,07%
Medidas de sustentabilidade de mercados	-1,07%
Diferencial extinção TVCF	-0,06%
Sobreproveito	-0,03%
Alisamento dos custos da PRE	5,82%
Alisamento do diferencial de custo da PRE	5,82%
Total	29,80%

3.3 PROVEITOS DE ENERGIA E COMERCIALIZAÇÃO

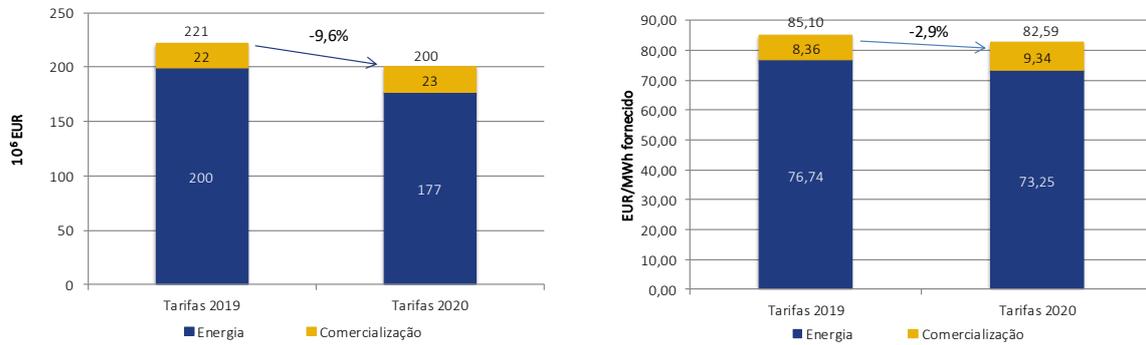
PROVEITOS A RECUPERAR

Os proveitos a recuperar pela tarifa de energia e de comercialização do CUR apresentam um decréscimo de 2019 para 2020. Esta situação resulta principalmente da redução do custo médio da energia fornecida evidenciada na Figura 3-6.

As figuras seguintes²⁰ apresentam estas tendências.

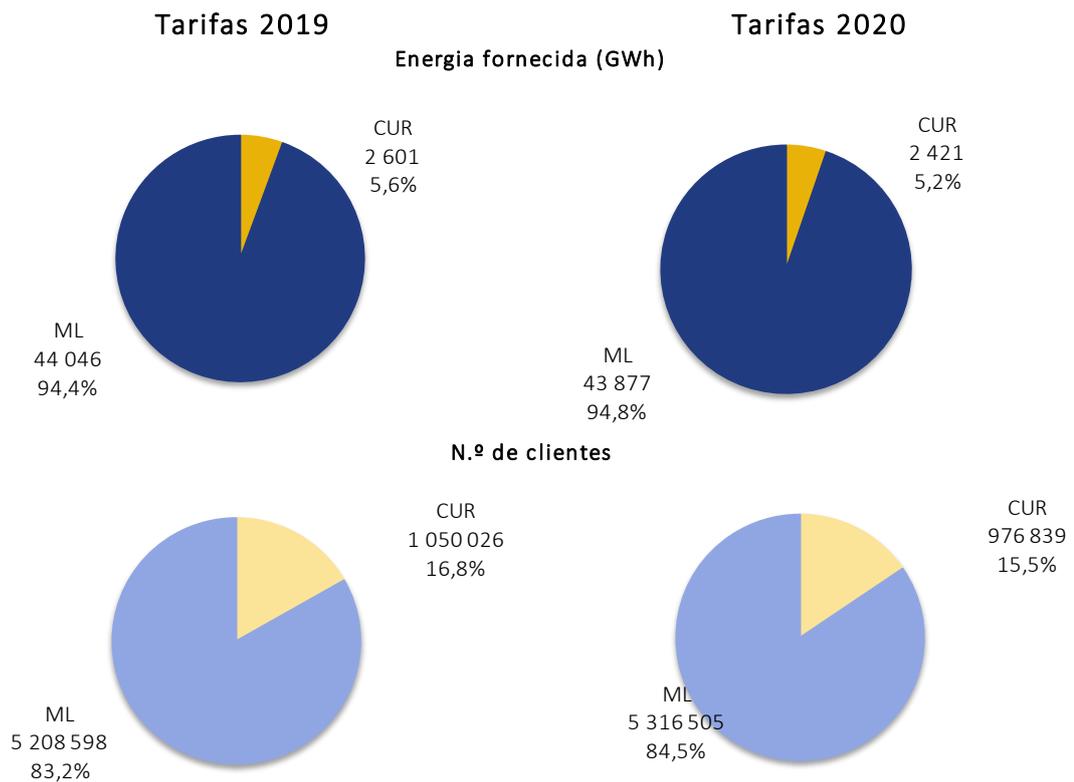
²⁰ Os proveitos unitários apresentados refletem, nomeadamente, as perdas nas redes. Não está incluído o sobreproveito resultante da aplicação da tarifa transitória.

Figura 3-4 - Proveitos de energia e comercialização do CUR



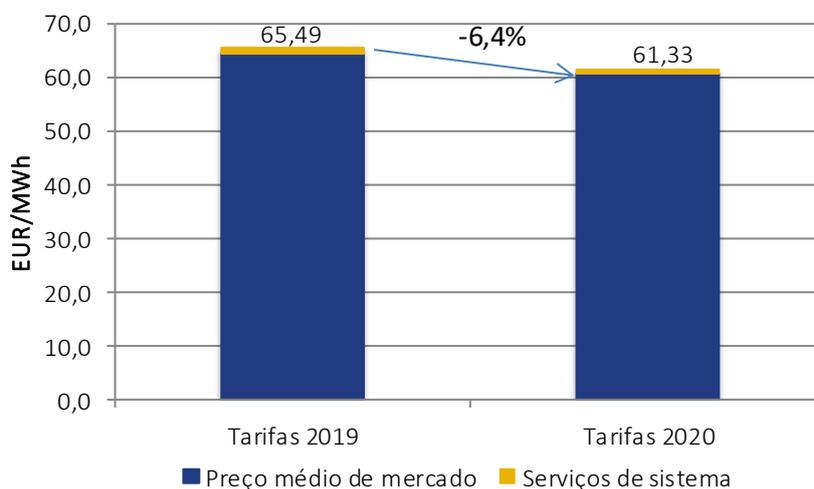
A figura seguinte apresenta a estrutura de fornecimento do CUR.

Figura 3-5 - Energia e número de clientes



A figura seguinte apresenta a evolução do custo médio de aquisição do CUR.

Figura 3-6 - Custos médios de aquisição em mercado e serviços de sistema



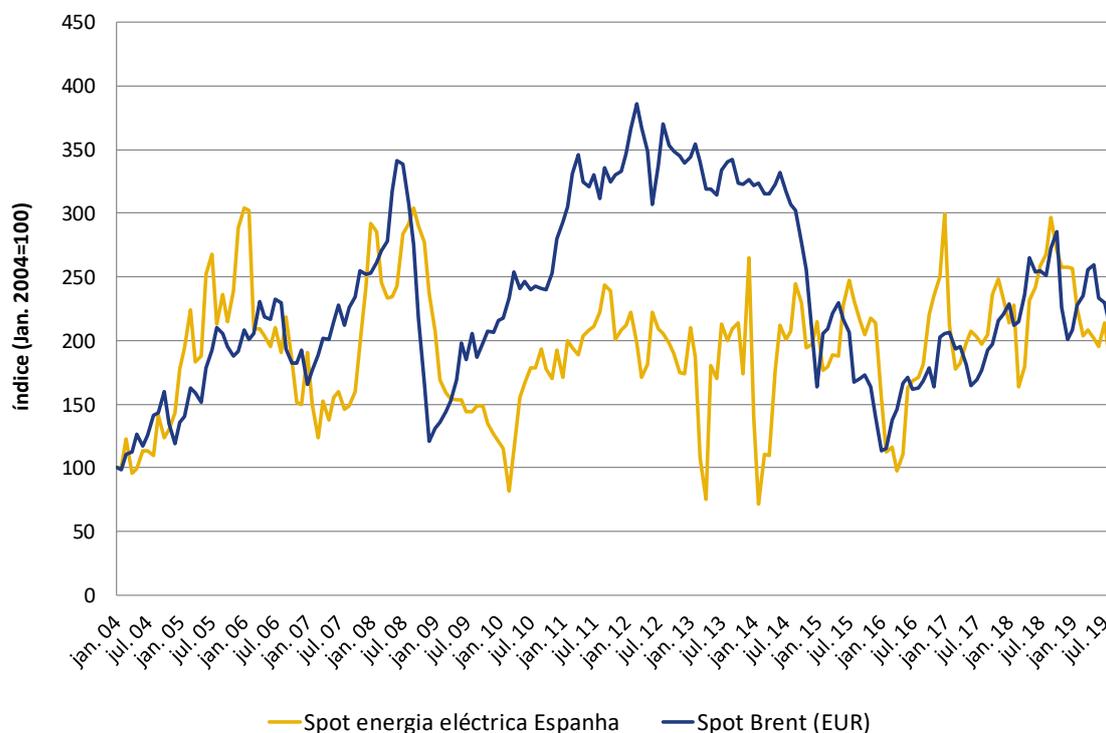
De seguida, são analisados os fatores que poderão explicar a evolução dos custos médios de aquisição em mercado prevista para 2020²¹.

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 entre 2004 e 2009 e novamente a partir de 2015 (Figura 3-7), tendo-se observado uma aproximação entre a evolução dos preços de energia elétrica no mercado *spot* ibérico e a evolução do preço do petróleo.

²¹ Estes fatores são analisados com maior detalhe no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2020 das empresas reguladas do setor elétrico”

Figura 3-7 - Preços médios mensais energia elétrica em Espanha e Brent (euros)
(índice jan. 2004=100)



Fonte: ERSE, OMEL

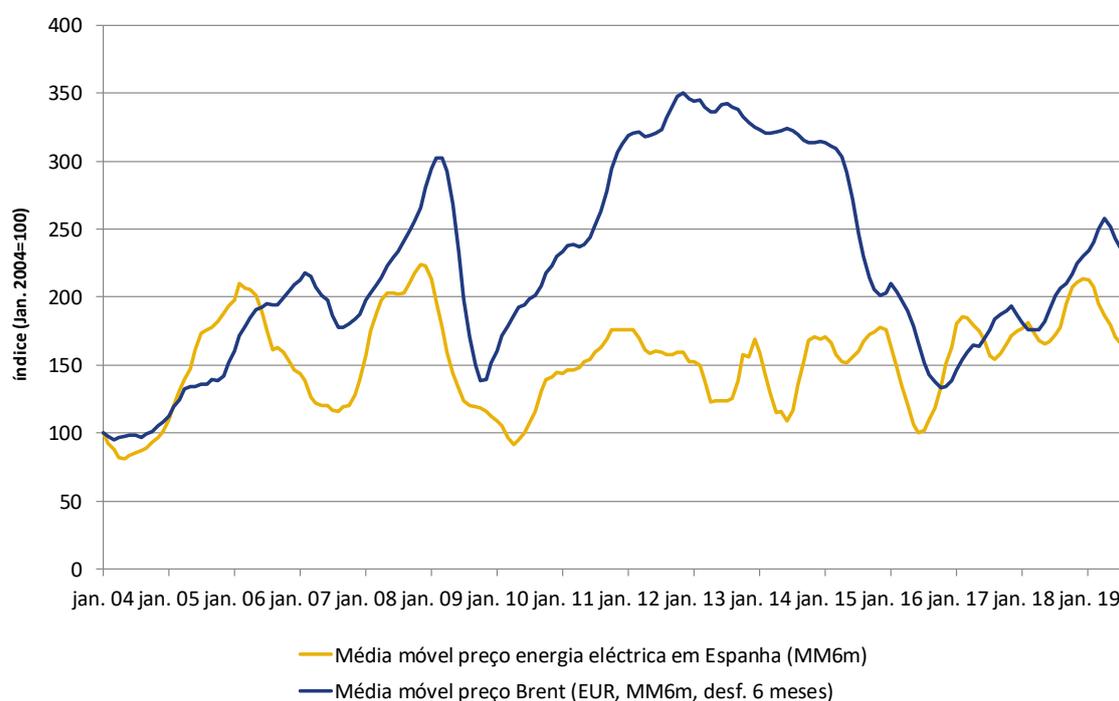
A correlação entre o preço do petróleo e o preço da energia elétrica observada até 2009 decorreu principalmente do facto das centrais que marcam o preço marginal no mercado grossista serem centrais de ciclo combinado a gás natural. Estas centrais têm, de um modo geral, subjacentes contratos de aquisição 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 explicativo da evolução do preço nos mercados grossistas entre 2009 e 2014.

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 a 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 3-8 comparam-se as médias móveis dos preços da energia elétrica no mercado grossista espanhol, desde 2004²², e do preço do petróleo desfasado em dois trimestres.

Figura 3-8 - Média móvel mensal preços *spot* energia elétrica em Espanha e Brent (euros)
(índice jan. 2004=100)



Fonte: ERSE, OMEL

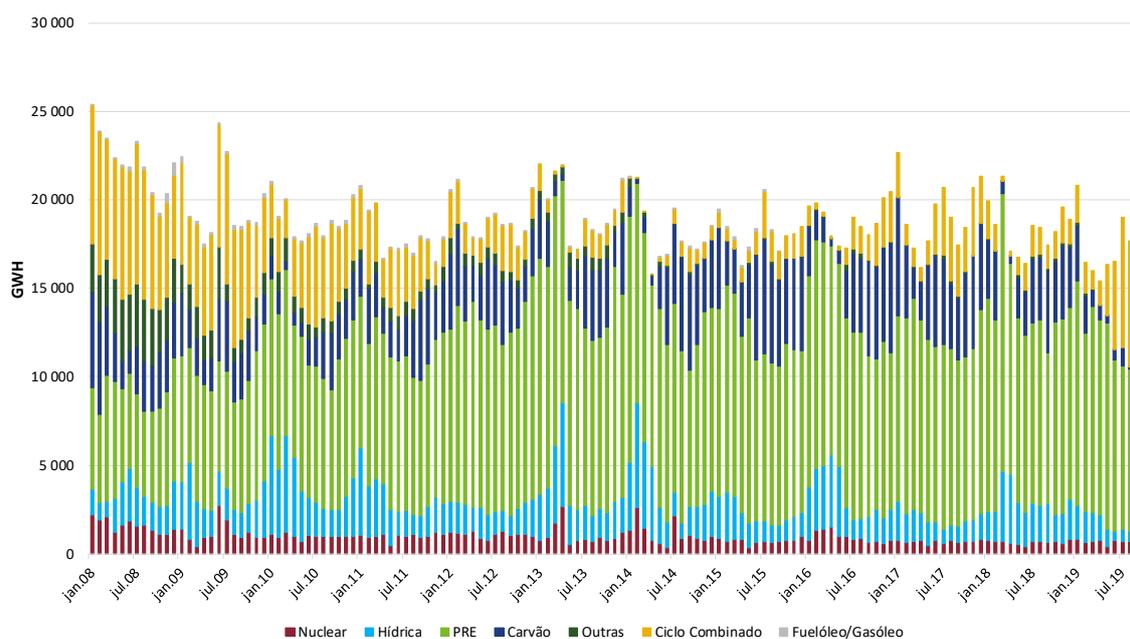
A observação da Figura 3-8 reforça a conclusão de que o impacto do preço do petróleo na formação do preço de energia elétrica diminuiu a partir de 2009, tendo a evolução do preço desta *commodity* tido um impacto reduzido na evolução do preço de energia elétrica entre esse momento e meados de 2015. A 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.

²² A referência ao mercado espanhol tem como finalidade obter uma série mais longa.

É de salientar o substancial aumento do preço do *Brent* a partir do segundo trimestre de 2017, reforçado no início da segunda metade de 2018, e que atingiu o ponto máximo no terceiro trimestre de 2018. Após este período registou-se uma descida da cotação do petróleo até, na primeira metade de 2019, se voltar a observar um crescimento do preço do *Brent*. Estas oscilações registadas poderão ter impactos desfasados nos preços da energia elétrica no final de 2019 e inícios de 2020.

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 3-9), em particular a produção baseada em fontes de energia renováveis, cujo peso é relativamente menor em períodos mais secos como o que se observou no ano de 2017.

Figura 3-9 - Energia transacionada no mercado ibérico por tecnologia

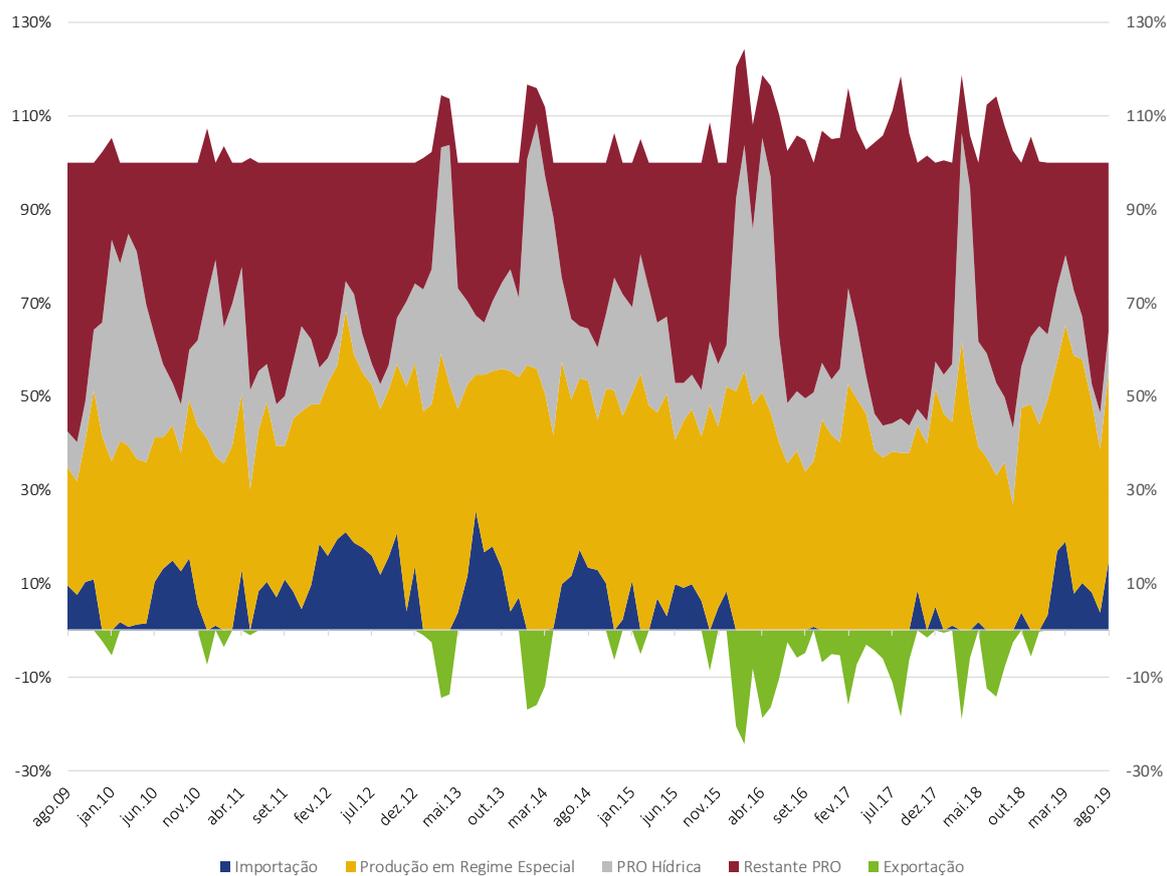


Fonte: ERSE, OMIE

Numa análise focada para o caso português, observa-se na Figura 3-10 que o peso da produção em regime especial para satisfação do consumo tem vindo a aumentar de forma constante, enquanto o peso das grandes centrais hídricas é bastante volátil, refletindo as condições hidrológicas. Verifica-se, de facto, que durante os primeiros oito meses de 2016 e grande parte dos anos de 2017 e 2018, as condições climáticas foram de tal modo favoráveis à produção hídrica e à produção em regime especial que originaram exportação líquida para Espanha.

Por outro lado, desde o final do primeiro trimestre de 2019 verificaram-se condições climáticas mais desfavoráveis o que, conseqüentemente, levou a uma redução da produção em regime especial que foi compensada pela produção térmica e por valores verificados de importação proveniente de Espanha.

Figura 3-10 - 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, mas sim através de tarifa garantida. De facto, o crescimento da produção em regime especial, provoca 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 3-11) registou uma tendência de descida acentuada entre 2014 e inícios de 2016, tendo o preço do Brent atingido um mínimo de 12 anos em janeiro de 2016, com uma cotação de 25 EUR/bbl (27 USD/bbl). Após este mínimo, o preço do Brent tem registado uma tendência de subida, com algumas oscilações em parte decorrentes das negociações ocorridas no seio da OPEP, tendo-se invertido a tendência de subida a partir do último trimestre de 2018.

Depois de terminar o ano de 2018 em queda, o preço do *Brent* tem sido negociado num intervalo de cotações entre os 50 EUR/bbl e os 67 EUR/bbl, durante o corrente ano.

Figura 3-11 - Evolução preço diário *Brent* (EUR/bbl) desde 2014



Fonte: ERSE, Reuters

No que diz respeito aos mercados de futuros (Figura 3-12), os preços do petróleo para entrega no final do próximo ano apresentaram uma tendência de relativa estabilidade, com algumas variações, ao longo de 2019 rondando valores entre os 50 EUR/bbl e os 60 EUR/bbl. Estas cotações representam uma amplitude menor quando comparando com os preços máximos e mínimos registados no terceiro trimestre de 2018 e no final do ano transato, respetivamente.

Figura 3-12 - Preço de futuros petróleo *Brent* para entrega em dezembro de 2020

Fonte: ERSE, Reuters

Na Figura 3-13 podemos observar a evolução do preço do carvão nos mercados do noroeste da Europa (mercado OTC a um mês). Em fevereiro de 2016 o preço do carvão atingiu o valor mínimo do período em análise, beneficiando portanto, nesta fase e em termos de competitividade, as centrais a carvão relativamente às centrais de ciclo combinado a gás natural. Após o primeiro trimestre de 2016, a cotação do carvão registou uma subida muito acentuada, que se prolongou até finais de 2017, tendo atingido no final de dezembro uma cotação próxima dos 90 EUR/ton. 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 indústria²³.

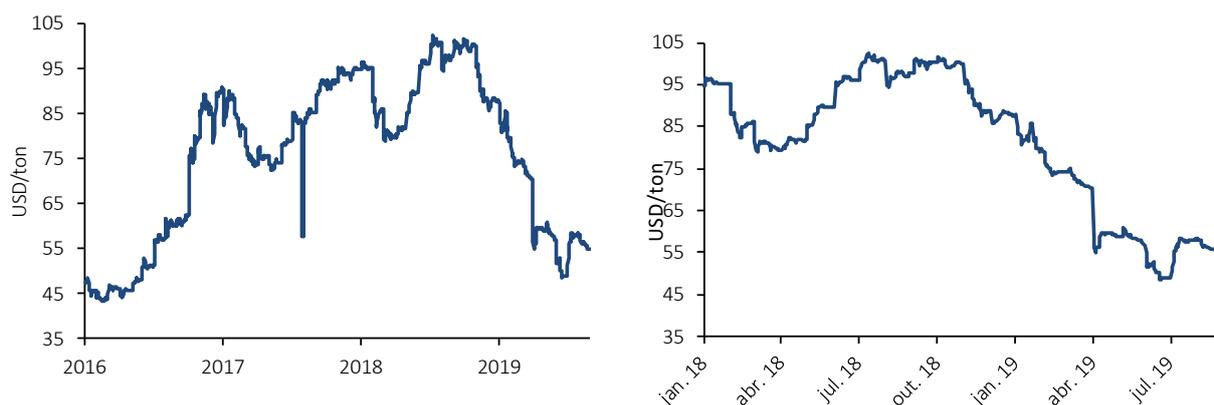
A evolução do preço do carvão tem registado, desde 2017, uma volatilidade cíclica de amplitude considerável. No final de julho 2018, após um período de robusta procura chinesa para alimentar o seu crescimento económico, o carvão atingiu o valor de 100,7 USD/ton, valor máximo observado, verificando-se uma queda no final de 2018. A diminuição da procura chinesa, nomeadamente por pressão por parte

²³ 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.

do Governo chinês no final do ano passado para que o valor total das importações em 2018 fosse inferior ao ocorrido em 2017, e as condições meteorológicas relativamente amenas observadas na Europa e na Ásia do Leste foram alguns dos fatores responsáveis pela queda do preço do carvão no último trimestre de 2018.

No segundo trimestre de 2019, o preço do carvão manteve a tendência decrescente, registrando valores mínimos ligeiramente abaixo dos 50 USD/ton em junho, em consequência da conjugação de vários fatores: perda de competitividade para o gás natural devido à tendência decrescente do preço desta *commodity*, aumento dos custos ambientais principalmente na Europa associados ao aumento do preço das licenças de CO₂ e aumento gradual da produção com base em fontes de energia renováveis.

Figura 3-13 - Evolução preço carvão API#2 CIF NWE

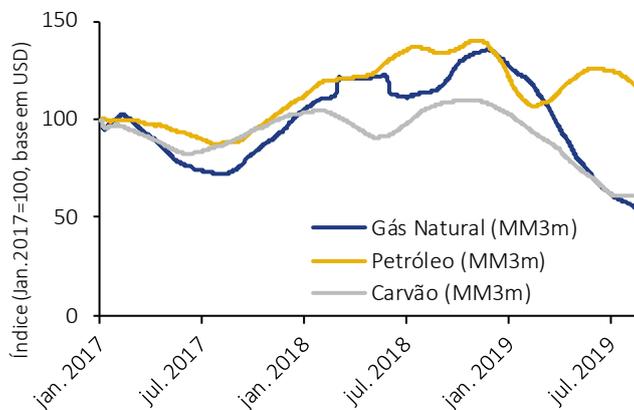


Fonte: ERSE, Reuters

A evolução do preço do carvão constitui um fator importante para a determinação do nível de desacoplamento entre o preço da energia elétrica e o preço do petróleo (Figura 3-14).

Assim, após uma tendência crescente verificada no preço das três *commodities* (carvão, petróleo e gás natural) apresentadas na figura *infra*, com início em meados de 2017, observou-se uma inversão de tendência no final de 2018, que se manteve ao longo de 2019, com uma ligeira exceção no caso do petróleo no segundo trimestre de 2019.

Figura 3-14 - Comparação dos preços do carvão (API2 CIF), do petróleo (Brent) e do gás natural (NBP) nos mercados *spot* (base 100=Jan/2017)



Fonte: ERSE, Reuters

Para além dos preços das *commodities* analisados nos pontos anteriores, o preço de energia elétrica transacionada nos mercados grossistas é igualmente influenciado pelo preço das licenças de emissão de emissão de CO₂, EUAs (*European Union Allowances*), definido a nível europeu através do CELE – Comércio Europeu de Licenças de Emissão de CO₂²⁴. O CELE é um mercado criado por iniciativa da Comissão Europeia para cumprir com as metas definidas no Protocolo de Quioto. O preço dessas licenças reflete-se na estrutura de custos das centrais térmicas, com maior impacto nas centrais a carvão.

A Figura 3-15 mostra que desde o início de 2018 que o preço das licenças de emissão de CO₂ subiu de forma significativa, registando valores acima dos 25 EUR/ton. No final de 2018, ocorreu um aumento de cerca de 150% face aos valores do início do ano, em torno dos 8 EUR/ton. Esta evolução decorre, em grande parte, da publicação da nova Diretiva do CELE²⁵, bem como da discussão e dos compromissos que a antecederam no âmbito do tratado do Acordo de Paris. Assim, foram definidas novas regras²⁶ para o período pós 2020, que visam permitir antecipar uma previsível escassez das licenças de emissão no mercado. Consequentemente, como antecipação a este efeito, surgiu uma forte pressão de compra de licenças de emissão no mercado. Em média, a cotação do preço das licenças de emissão de CO₂ é de 24,82 EUR/ton,

²⁴ Também conhecido por *EU Emission Trading System* (EU ETS).

²⁵ Diretiva 2018/410, de 14 de março.

²⁶ Como seja a diminuição dos limites de emissão de CO₂ e diminuição dos excedentes de licenças de emissão.

para o período compreendido entre 1 de janeiro e 31 de agosto de 2019, tendo atingindo o máximo valor de cotação de 29,81 EUR/ton, a 23 de julho de 2019.

Figura 3-15 - Evolução preço licenças de emissão CO₂ (EUAs)



Fonte: ERSE, Reuters

PREVISÕES

Considerando os valores reais disponíveis até à presente data, as previsões para as entregas de energia elétrica em 2019 e 2020, plasmadas no mercado de futuros de energia elétrica do OMIP, e os resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR, no âmbito do mecanismo regulado de contratação em mercado a prazo de energia elétrica para fornecimento dos clientes por parte do CUR, introduzido na revisão do Regulamento de Relações Comerciais (RRC), de agosto de 2011, o custo médio de aquisição definido para o próximo ano é de 61,33 EUR/MWh, superior ao estimado para 2019, que se situa em torno dos 56,84 EUR/MWh²⁷, e abaixo do previsto em tarifas de 2019 para 2019, 65,49 EUR/MWh (Quadro 3-9). Este valor reflete igualmente as tendências observadas nos preços nos mercados de petróleo e do carvão.

²⁷ Inclui os serviços de sistema, o acréscimo ao preço base decorrente do perfil de compras e os desvios decorrentes de aquisição do CUR em mercado.

Quadro 3-9 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR²⁸ para fornecimento dos clientes

	2019		2020
	Tarifas 2019	Estimativa 2019 (valores reais até setembro)	Tarifas 2020
Custo de aquisição de energia para fornecimentos do CUR (EUR/MWh)	65,49	56,84	61,33
Preço petróleo EUR/bbl	62,34	57,64	53,89
Índice de produtividade hidroelétrica	1,00	0,61	1,00

Fonte: ERSE, REN

Assim, o custo médio de aquisição do CUR previsto para 2020 em Portugal é de 61,33 EUR/MWh. A definição deste valor tem em conta os valores reais disponíveis até à presente data, as previsões para as entregas de energia elétrica em 2019 e 2020, plasmadas no mercado de futuros de energia elétrica do OMIP, e os resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR

Desta forma foram considerados os volumes de energia e os respetivos preços resultantes dos leilões, aplicando o definido no Regulamento Tarifário em vigor, designadamente o mecanismo de aprovisionamento eficiente do CUR, e da regulamentação complementar.

Assim, foram considerados na definição do custo médio de aquisição do CUR previsto para 2020, 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 previstos²⁹, e dos resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR para contratos de carga base, ao qual foi aplicado um prémio de risco, nos termos do artigo 106.º do Regulamento Tarifário em vigor, igual a zero.

²⁸ 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.

²⁹ 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

CRÉDITO AOS CONSUMIDORES

Tendo sido apurada existência de créditos a favor dos consumidores, sem que estes tenham reclamado o seu reembolso, a ERSE emitiu aos comercializadores de último recurso a Instrução n.º 04/2018, de 13 de setembro relativa à devolução dos créditos dos consumidores de energia elétrica.

A ERSE, no âmbito da sua competência em matéria de regulação económica da atividade de comercialização de último recurso, entendeu que caso os consumidores titulares de direito de crédito não o tenham reclamado, no prazo de 5 anos desde a sua comunicação, junto dos comercializadores de último recurso de eletricidade, devem esses créditos ser repercutidos nas tarifas suportadas por todos os consumidores de energia elétrica. Assim, a referida instrução prevê que a repercussão daqueles montantes em tarifas deve ser efetuada através da dedução ao proveito permitido da atividade de comercialização, sendo recuperado pelos consumidores através das tarifas de acesso na componente da UGS.

De forma a operacionalizar a repercussão tarifária da devolução dos créditos aos consumidores, o montante previsto dos créditos aos consumidores foi deduzido ao proveito permitidos dos CUR através da parcela de custos não contemplados no âmbito das metas de eficiência e recuperado pelos consumidores na tarifa da UGS através do diferencial resultante da extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais para os diferentes níveis de tensão.

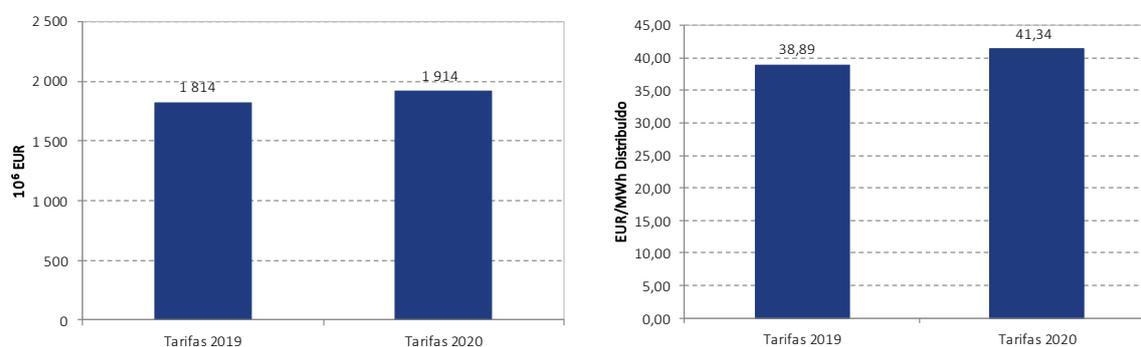
Os valores dos créditos “apurados após a cessação do contrato de fornecimento de energia elétrica” a incluir em tarifas de 2020³⁰, apresentados pelos CUR do Continente, da Região Autónoma dos Açores e da Região Autónoma da Madeira, ascendem a 4,070 milhões de euros, 1,6 milhares de euros e -1,2 milhares de euros, respetivamente.

3.4 PROVEITOS DA UGS

Os proveitos a recuperar com a tarifa de UGS apresentam um acréscimo de cerca de 92,4 milhões de euros (Figura 3-16).

³⁰ Estes montantes correspondem à diferença entre os valores considerados provisoriamente em Tarifas de 2019 e os valores reais e auditados relativos a 2012 e 2013 com referência a 31 de dezembro de 2017 e de 2018, respetivamente.

Figura 3-16 - Variação dos proveitos a recuperar com a UGS



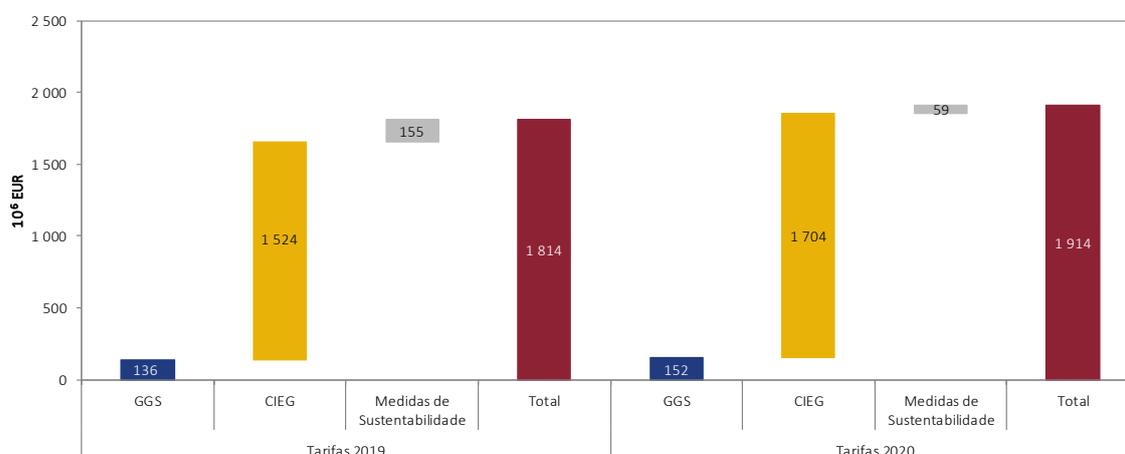
Os proveitos a recuperar com a tarifa de UGS resultam da soma das seguintes componentes: (i) custos com a gestão do sistema; (ii) custos de interesse económico geral; (iii) medidas de sustentabilidade, estabilidade e equidade tarifária³¹ e (iv) ajustamentos positivos ou negativos ao abrigo do Decreto-Lei n.º165/2008, de 21 de agosto.

As medidas de sustentabilidade, estabilidade e equidade tarifária incluem a parcela relativa à estabilidade tarifária, o diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos em NT (AT e MT) e BTE e o sobreproveito associado à aplicação da tarifa de venda transitória aos clientes.

A Figura 3-17 permite analisar a evolução destas componentes de 2019 para 2020 e a sua contribuição para a variação dos proveitos permitidos a recuperar com a tarifa de UGS.

³¹ Que na prática correspondem aos ajustamentos positivos ou negativos dos proveitos com aquisição de energia pelo CUR que são suportados ao nível da UGS

Figura 3-17 - Explicação dos proveitos a recuperar com a UGS por componente



A Figura 3-17 permite verificar que entre tarifas de 2019 e 2020 os proveitos a recuperar pela UGS aumentaram cerca de 99,9 milhões de euros. Este aumento deve-se ao efeito conjugado dos acréscimos ocorridos ao nível dos CIEG, em cerca de 180 milhões de euros e dos custos da GGS em 16 milhões de euros, e em sentido contrário, da redução ao nível dos custos das medidas de sustentabilidade em 96 milhões de euros.

3.4.1 PRINCIPAIS RUBRICAS EXPLICATIVAS DA VARIAÇÃO DA UGS

Neste ponto, é apresentada a variação da atividade de UGS, decompondo-a por componentes. A análise mais detalhada das principais componentes desta atividade, designadamente das componentes associadas aos custos de interesse económico geral e estabilidade tarifária, é efetuada nos pontos seguintes do presente documento.

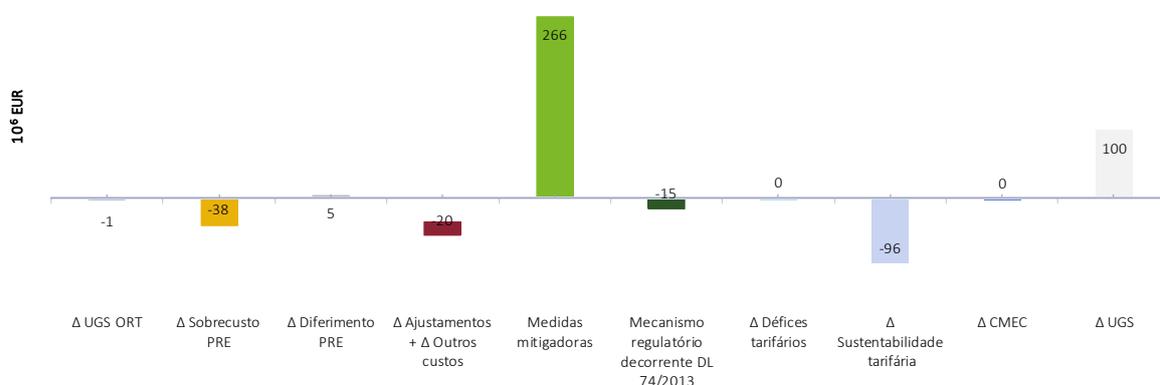
A Figura 3-18 desagrega a variação da UGS de 2019 para 2020, de 100 milhões de euros (última barra da direita), pelas suas diferentes parcelas:

- O efeito da redução de proveitos do operador da rede de transporte, no valor de 1 milhão de euros, resulta das seguintes parcelas:
 - Aumento dos custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 0,2 milhões de euros;
 - Aumento dos custos de gestão do sistema em 16 milhões de euros;

-
- Redução dos outros CIEG do ORT, em 11,5 milhões de euros;
 - Redução dos custos com garantia de potência e remuneração da Reserva de Segurança do SEN de cerca de 5 milhões de euros.
 - O efeito do acréscimo do diferencial do custo com a aquisição à PRE do ano de cerca de 236 milhões de euros;
 - Saldo entre o diferencial do custo da PRE alisados nas tarifas dos anos anteriores e o valor diferido relativo ao próprio ano com a aquisição à PRE, no valor de +5 milhões de euros;
 - Variação dos ajustamentos e de outros custos associados ao diferencial do custo com a aquisição à PRE e de desvios de faturação por aplicação da tarifa de UGS em -20 milhões de euros;
 - Medidas mitigadoras com impacte na PRE, decorrentes da legislação em vigor, no montante de +266 milhões de euros, isto é, o valor destas medidas que abatem às tarifas foi 266 milhões de euros inferior ao valor considerado nas tarifas 2019;
 - Mecanismo regulatório decorrente do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, em cerca de -15 milhões de euros;
 - O efeito da sustentabilidade tarifária no valor de -96 milhões de euros resulta das seguintes parcelas:
 - O efeito dos ajustamentos da CVEE, em cerca de -100 milhões de euros;
 - Efeitos do processo de extinção de tarifas:
 - Variação do diferencial entre proveitos permitidos e proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização³², no valor de +4 milhões de euros;
 - Variação do sobreproveito pela aplicação das tarifas transitórias, no valor de 0,2 milhões de euros.
 - A variação dos CMEC em cerca de -0,4 milhões de euros.

³² A rubrica de diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais recupera o montante de crédito aos consumidores a devolver ao sistema

Figura 3-18 - Variação do nível de proveitos a recuperar com a tarifa UGS



3.4.2 CUSTOS DE GESTÃO DO SISTEMA

Os custos de gestão do sistema aumentam em 12%, relativamente aos valores aceites para tarifas 2019. Para esta variação contribuiu, entre outros, o aumento ocorrido ao nível dos custos da interruptibilidade (cerca de 16 milhões de euros), que foi mitigado pela redução custo com capital face à redução da taxa de remuneração e do valor medio dos ativos. A evolução desta rubrica de custos é analisada em detalhe no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2020”.

3.4.3 CIEG ASSOCIADOS À PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E CUSTOS DE SUSTENTABILIDADE DE MERCADOS

Seguidamente, pela sua relevância, analisa-se em mais detalhe a evolução das principais componentes que integram os CIEG associados à produção de energia elétrica e os custos de sustentabilidade de mercados. Estas rubricas de custos têm em comum o facto de não serem diretamente reguladas pela ERSE, por dependerem do quadro legal, no caso dos CIEG, e por evoluírem com os preços de energia elétrica definidos no mercado grossista em ambos os casos. Deste modo, a inclusão destes custos nos proveitos permitidos das empresas é efetuada por *pass through*, isto é, as empresas repassem os proveitos recuperados pelas tarifas associadas aos CIEG às respetivas empresas ou entidades que deles beneficiem. O incremento destas rubricas de custos ao longo do tempo justifica a análise mais detalhada de algumas das suas principais componentes.

3.4.3.1 AJUSTAMENTOS AOS CUSTOS DE ENERGIA

Ao abrigo do Regulamento Tarifário do setor elétrico, os custos de energia elétrica considerados para cálculo das tarifas são ajustados, a título provisório ao fim de um ano, e a título definitivo ao fim de dois anos, para efeitos de estabilidade tarifária. Assim, as tarifas para 2020 incluem o ajustamento definitivo, referente ao ano de 2018, dos custos com a produção de energia elétrica (excluindo PRE) e do diferencial do custo com a aquisição a produtores em regime especial (SPRE) e os ajustamentos provisórios destas duas componentes referentes ao ano de 2019.

No cálculo dos montantes a afetar para efeitos de estabilidade tarifária, consideram-se custos com produção de energia elétrica: (i) as aquisições no mercado organizado pelo Comercializador de Último Recurso (CUR), (ii) o diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores cujos contratos de aquisição de energia elétrica não cessaram (diferencial de custo CAE) e (iii) os Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC). Registe-se que as duas últimas rubricas de custo são incluídas nos CIEG.

O Quadro 3-10 sintetiza os ajustamentos de 2018 e 2019 que foram considerados no cálculo tarifário para 2020.

Quadro 3-10 - Ajustamentos de 2018 e 2019 a repercutir em tarifas

Unidade: 10⁶ EUR

	Ajustamento 2018	Ajustamento 2019	Total
Valor a recuperar pela Tarifa de energia	-40,3	-28,9	-69,1
Valor a recuperar pela Tarifa UGS	34,4	202,6	237,0
CMEC+SCAE	41,3	53,1	94,4
SPRE	-6,9	149,4	142,5
Ajustamento total	-5,9	173,7	167,8

Notas: Parte significativa do valor de SPRE a recuperar é alisado no quadro da legislação em vigor, sendo por isso recuperado nas futuras tarifas de UGS

Os sinais dos ajustamentos refletidos neste Quadro representam o seu efeito na tarifa onde são recuperados, ou seja, sinal negativo significa valor a deduzir à tarifa (a devolver aos consumidores) e sinal positivo significa valor a acrescentar à tarifa (a receber pelas empresas)

Em 2018, o custo médio de aquisição de energia por parte do CUR, sem serviços de sistema no mercado organizado situado nos 55,50 €/MWh, foi superior ao valor considerado em tarifas de 2018 (53,02€/MWh). Contudo, no ajustamento provisório efetuado em tarifas de 2019, já haviam sido considerados cerca de 46 milhões de euros a devolver à empresa. Desta forma, o desvio em 2018 líquido desses ajustamentos

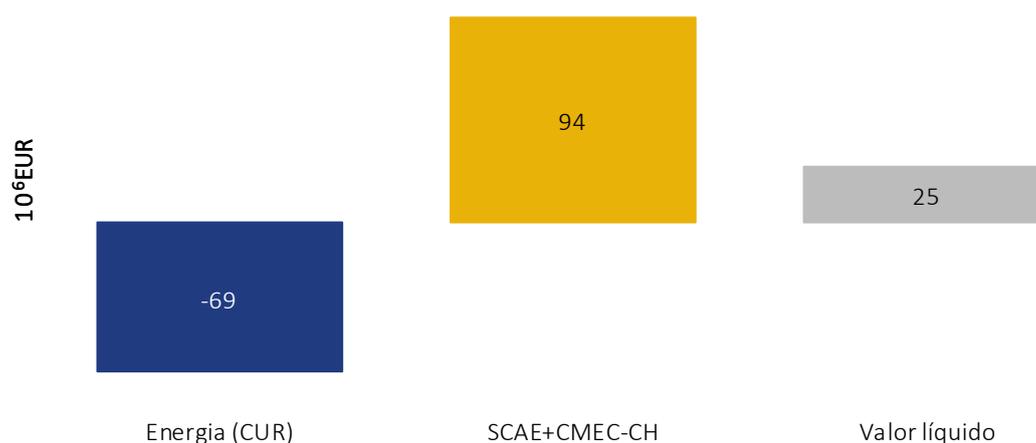
provisórios foi de cerca de 36 milhões de euros, a devolver pela empresa. Por outro lado, o ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo, no ano t-2, atualizado para 2020 atingiu o montante de 4,4 milhões de euros, a devolver pela empresa. Assim os ajustamentos de 2018 referentes à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes e o ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas, ambos considerados em tarifas de 2020, foram de 40,3 milhões de euros.

Em 2019, o decréscimo do custo médio de aquisição de energia por parte do CUR, sem serviços de sistema, face ao considerado para tarifas 2019, gerou um desvio de cerca de 28,9 milhões de euros a devolver pela empresa. Deste modo, o montante de desvios dos custos de energia elétrica do CUR, referentes aos anos de 2018 e 2019 ascende a 69,1 milhões de euros a receber pelos clientes.

Os ajustamentos relativos ao diferencial de custo CAE e aos CMEC totalizam cerca de 94,4 milhões de euros a pagar pelos clientes.

O saldo líquido do efeito das oscilações de preços nos pagamentos efetuados aos produtores de energia, excluindo o sobrecusto da PRE totalizam o montante de 25 milhões de euros, valor a pagar pelos clientes, conforme mostra a Figura 3-19.

Figura 3-19 - Valor líquido dos desvios relativos à produção de energia



3.4.3.2 CIEG ASSOCIADOS À PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Uma parte importante dos CIEG está relacionada com garantias dadas a produtores de energia elétrica, designadamente à produção em regime especial (PRE), aos CAE não cessados das centrais da Tejo Energia e da Turbogás, aos custos de manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) e ao incentivo à garantia de potência. Na Figura 3-20 são apresentados estes custos por unidade prevista produzir em 2020³³ para a PRE, centrais com CAE e centrais com garantia de potência. No que respeita aos Custos de Manutenção do Equilíbrio contratual (CMEC) e à remuneração da Reserva de Segurança do SEN, os valores incorporados nas tarifas de 2020 originam valores unitários nulos pelo que não foram incluídos na figura seguinte.

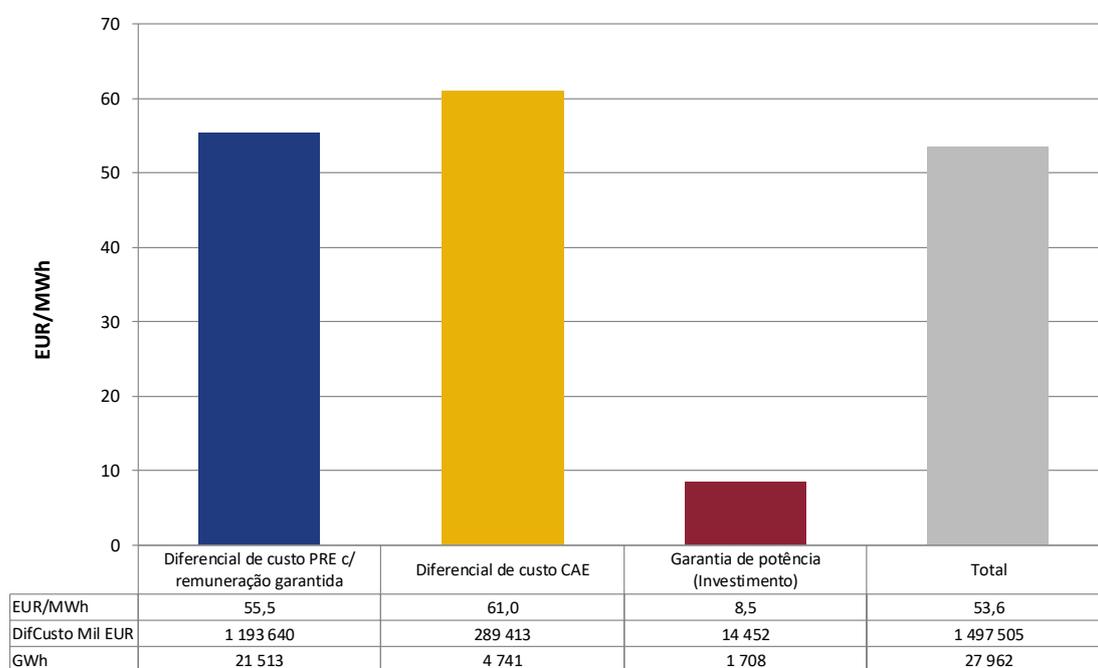
Refira-se que, para esta análise não foram considerados:

- i) o 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;
- ii) as medidas de sustentabilidade do SEN consideradas para o ano de 2020, decorrentes da legislação em vigor, com impacte no diferencial de custo da PRE, nomeadamente, a dedução aos montantes de proveitos permitidos da compensação anual dos produtores eólicos, nos termos do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro, as receitas dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa que revertem para o SEN;
- iii) o mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho;
- iv) as receitas provenientes do Imposto sobre Produtos Petrolíferos (ISP) e da venda de Garantias de Origem nos termos estabelecidos na Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro que aprovou o Orçamento de Estado para 2019;

³³ a) PRE e centrais da Tejo Energia e da Turbogás consideraram-se as produções implícitas no cálculo tarifário de 2020; b) Centrais com incentivo à Garantia de Potência na modalidade de investimento, considerou-se um fator de utilização da potência instalada correspondente à média de 2015 até 2018 (ou com os dados anuais disponíveis, para as centrais que entraram em exploração após 2015).

- v) a previsão de montantes a transferir do FSSSE para o SEN e de receitas adicionais do CELE em linha com o Despacho conjunto do Ministro do Ambiente e da Ação Climática e dos Secretários de Estado do Orçamento e dos Assuntos Fiscais;
- vi) o valor remanescente dos pagamentos dos custos de organização do leilão para atribuição de reserva de capacidade de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público para energia solar fotovoltaica, que constitui uma receita do Sistema Elétrico Nacional, conforme definido em Despacho do Secretário de Estado Adjunto e da Energia de dezembro de 2019.

Figura 3-20 - Custos de CIEG associados à produção de energia elétrica por unidade produzida



Nota: O diferencial de custo apresentado para cada segmento de produtores inclui os ajustamentos de anos anteriores. No caso da PRE não inclui qualquer medida mitigadora do ano 2020, nem o efeito do alisamento quinquenal.

No que diz respeito à PRE com remuneração garantida, os valores apresentados correspondem ao total do diferencial de custo implícito nas tarifas de 2020, nomeadamente, o que resulta da aquisição da produção previsível para 2020 e dos ajustamentos relativos aos anos de 2018 (t-2) e 2019 (t-1). A quantidade considerada para determinar o valor unitário foi a produção total de PRE com remuneração garantida prevista pela ERSE para 2020.

O cálculo do sobrecusto CAE baseia-se nas previsões de produção para 2020 e respetivos custos associados às centrais da Tejo Energia e da Turbogás, assim como os ajustamentos desta rubrica de custos relativos aos anos de 2018 (t-2) e 2019 (t-1). O sobrecusto CAE apresentado na figura acima corresponde ao valor repercutido nas tarifas de 2020, sendo o valor unitário determinado pelo quociente deste valor pela soma das produções das duas centrais em causa, que se preveem para esse ano.

O sobrecusto do incentivo à garantia de potência por unidade de energia entregue ao sistema elétrico pelas centrais abrangidas pelas disposições da Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, é uma função inversa das horas de funcionamento destas centrais, dado que este incentivo é pago tendo como referência a potência instalada das centrais abrangidas por esse diploma e não a energia produzida pelas mesmas. Com o atual quadro legal, apenas está em vigor a modalidade de incentivo ao investimento, aplicável a centrais hídricas, mantendo-se a repercussão tarifária dos montantes deste incentivo no ano seguinte ao ano a que diz respeito, acrescida de juros. Os montantes do incentivo à garantia de potência na modalidade de investimento repercutidos nas tarifas de 2020 são os apresentados no Quadro 4-18 do documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2020 das empresas reguladas do setor elétrico”, deduzido da diferença no incentivo da central de Venda Nova III – Frades II, referente ao ano de 2018, de acordo com o explicitado no mesmo documento. Para o cálculo do valor unitário apresentado na Figura 3-20, considerou-se que as centrais que receberão estes montantes terão em 2020 um fator de utilização da potência instalada correspondente à média verificada entre 2015 e 2018 (últimos 4 anos reais). Para os aproveitamentos hidroelétricos que entraram em exploração após 2015, considerou-se a média do fator de utilização da potência instalada dos anos em que as centrais produziram.

A Figura 3-20 apresenta igualmente o valor médio do diferencial de custo unitário do conjunto das instalações abrangidas pelos CIEG que se prevê através desta análise para o ano de 2020 (53,6 EUR/MWh).

Esta análise mostra que uma parte substancial da produção de energia elétrica em Portugal continental (entre 55% e 60% no período considerado para este exercício tarifário, 2018 a 2020) tem um custo real superior ao verificado no mercado *spot*, traduzindo-se num diferencial de custo que é transferido para os consumidores através das tarifas de acesso. Para o consumidor de energia elétrica, o custo de produção implícito no preço da energia elétrica fornecida corresponde ao preço da energia adquirida no mercado *grossista* (*spot*, contratos bilaterais, mercado de futuros, etc.), adicionado dos custos unitários dos CIEG associados à produção de energia elétrica. No caso do consumidor com Tarifa de Venda a Cliente Final regulada prevê-se, com base nos pressupostos enunciados, que para 2020 este custo corresponda a

112,1 EUR/MWh, isto é, à soma do custo médio unitário de aquisição do CUR, no valor de 58,5 EUR/MWh³⁴, acrescido do sobrecusto unitário associado à produção com CIEG, no valor de 53,6 EUR/MWh.

3.4.3.3 EVOLUÇÃO DO DIFERENCIAL DE CUSTO DA PRE

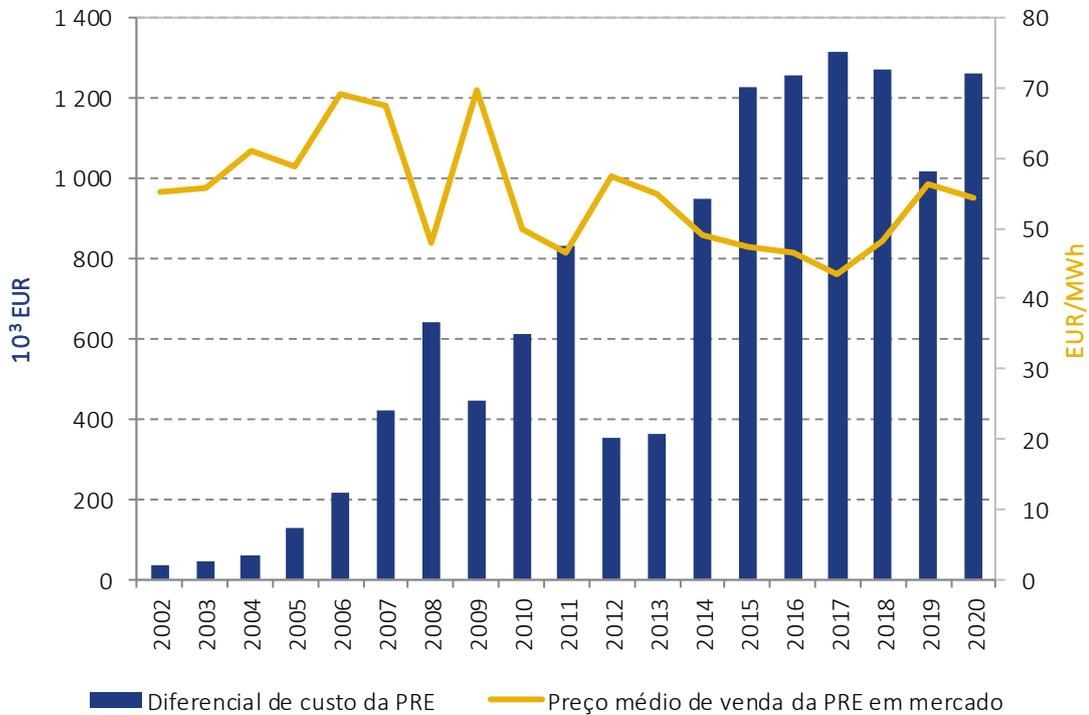
Pela sua importância no conjunto dos custos, analisa-se com mais detalhe o diferencial de custo da produção em regime especial (PRE) com remuneração garantida. O valor unitário do diferencial de custo com a aquisição da PRE resulta da diferença entre o preço médio de aquisição de energia elétrica aos produtores em regime especial, o qual decorre da legislação que define o regime remuneratório destes produtores, e o preço médio a que o CUR coloca esta produção no mercado grossista³⁵. A inclusão desta última variável nas figuras seguintes visa evidenciar a relação inversa entre o diferencial de custo da PRE e o preço de referência usado para o determinar.

Na Figura 3-21 apresenta-se a evolução do diferencial de custo com a aquisição da PRE com remuneração garantida no período de 2002 a 2020, previstos recuperar pelas tarifas do ano. A partir de 2012 estes valores incluem os montantes deduzidos no âmbito do mecanismo de alisamento 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, bem como as demais medidas de sustentabilidade do SEN decorrentes da legislação em vigor com impacto no diferencial de custo da PRE.

³⁴ Este custo unitário não inclui os serviços de sistema.

³⁵ Até 1 de julho de 2007 foi utilizado no cálculo do diferencial de custo da PRE o custo equivalente de aquisição de energia elétrica no Sistema Elétrico Público (tarifa de Energia e Potência e tarifa de Uso da Rede de Transporte). Após esta data, foi considerado como referência para cálculo do sobrecusto da PRE, o custo médio unitário de aquisição do CUR em mercado. A partir de 2012, com a separação da atividade de CVEE do CUR em função CVEE FC e de CVEE PRE, o diferencial de custo da PRE passou a determinar-se pela diferença entre o custo de aquisição da PRE à tarifa administrativa e a receita da venda desta produção no mercado grossista, deduzida de outros custos da função CVEE PRE.

Figura 3-21 - Evolução do diferencial de custo da PRE com remuneração garantida (valores previstos recuperar pelas tarifas)



Nota: Até 2011 foi considerado o custo médio de aquisição de energia pelo CUR

A grande redução do valor do diferencial de custo da PRE que se observa no cálculo tarifário do ano 2012 deveu-se essencialmente ao efeito do diferimento destes custos, por aplicação do mecanismo de alisamento estabelecido no artigo n.º 73-A do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho. No ano de 2013, além deste efeito, foram ainda introduzidas medidas de sustentabilidade do SEN com impacto no diferencial de custos da PRE com remuneração garantida, designadamente a dedução das receitas provenientes dos leilões de licenças CO₂ e a contribuição para a sustentabilidade do SEN dos PRE eólicos, no âmbito do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro. No ano de 2014 acresce ainda o mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013. De 2014 para 2015, o acréscimo significativo que se observa na Figura 3-21 nos valores considerados no cálculo tarifário, decorre principalmente do efeito cumulativo do serviço da dívida relativo aos diferimentos do diferencial de custo da PRE de anos anteriores e de ajustamentos de anos anteriores.

Registe-se que o decréscimo do valor do diferencial de custo da PRE verificado de 2017 para 2018, deve-se essencialmente ao aumento do preço de energia previsto para as tarifas de 2018.

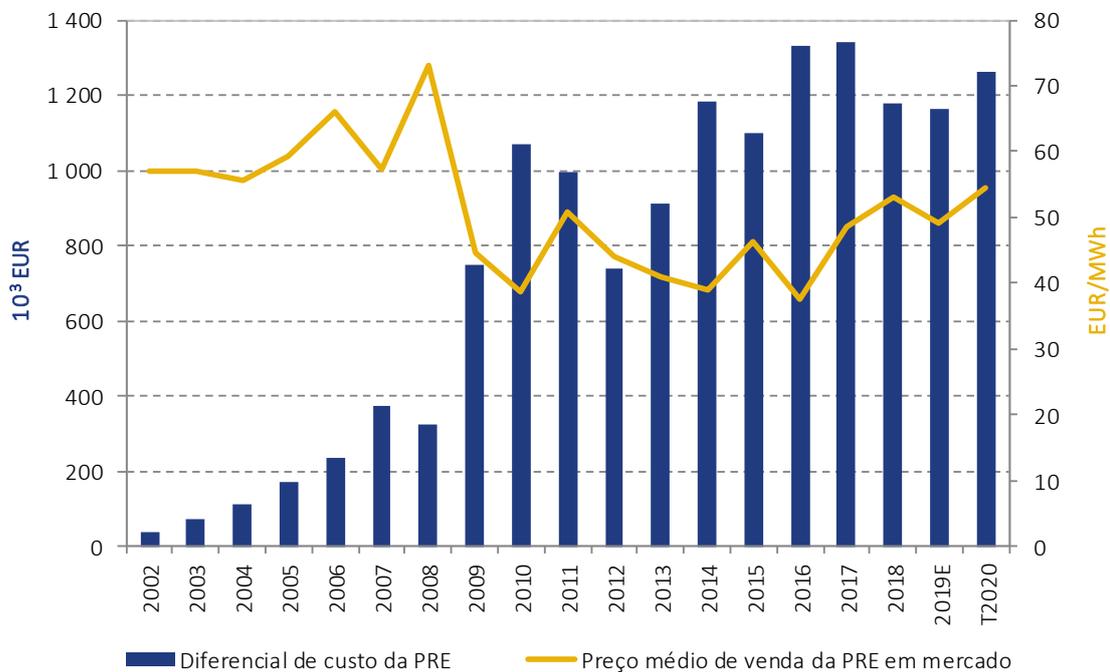
Para 2019, voltou a prever-se um decréscimo do valor do diferencial previsto em tarifas, que se deveu para além do aumento do preço de energia previsto para esse ano, aos seguintes fatores:

- Acréscimo significativo dos montantes associados às medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE decorrentes da legislação em vigor;
- Inclusão de montantes previstos transferir do FSSSE para o SEN e de receitas adicionais do CELE, de acordo com o Despacho conjunto do Ministro do Ambiente e da Transição Energética e dos Secretários de Estado do Orçamento e dos Assuntos Fiscais.

Em 2020, as previsões da ERSE apontam para um aumento significativo da previsão do diferencial de custo da PRE, em virtude da grande diminuição dos montantes associados às medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE decorrentes da legislação em vigor, designadamente não foram incluídos os montantes a devolver pelos produtores que beneficiaram cumulativamente de apoios ao desenvolvimento de energias renováveis, nos termos da Portaria n.º 69/2017, de 16 de fevereiro (140M€) e reduziram-se substancialmente as transferências do FSSSE face considerado o ano anterior, em mais de 130M€.

Na Figura 3-22 apresentam-se os valores efetivamente ocorridos até 2018, quer do diferencial de custo quer do valor de referência para a sua determinação. Sublinhe-se que estes valores incorporam, igualmente, os valores diferidos por aplicação do mecanismo de alisamento estabelecido no artigo n.º 73-A do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto.

Figura 3-22 - Evolução do diferencial de custo PRE (reais recuperados pelas tarifas)



Nota: Até 2011 foi considerado o custo médio de aquisição de energia pelo CUR

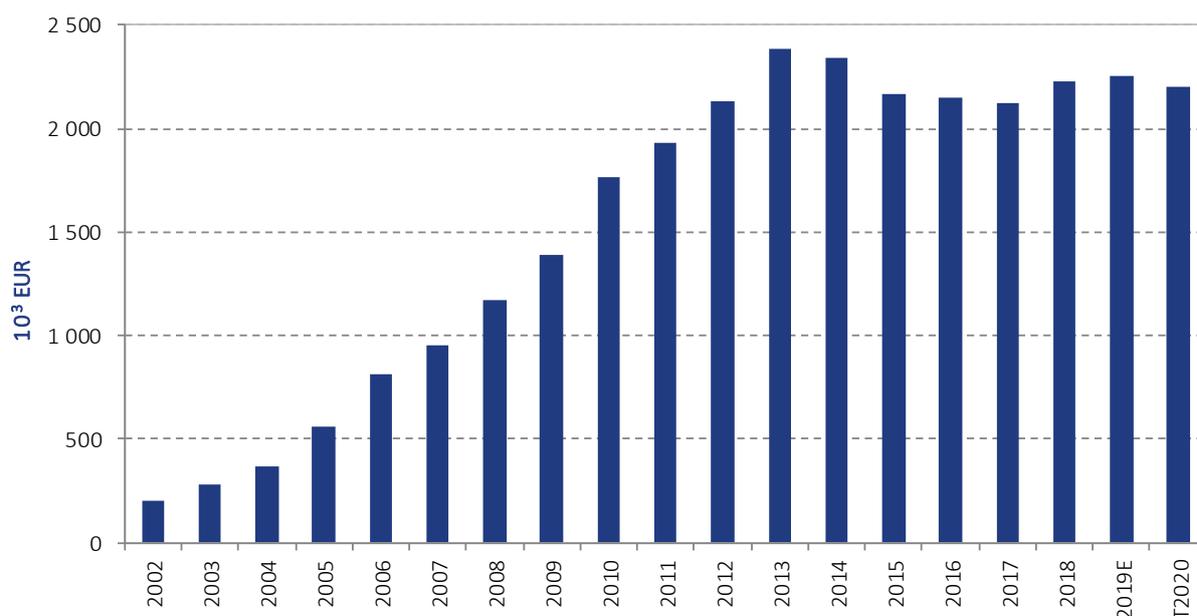
A diferença entre as duas figuras anteriores resulta, maioritariamente: (i) do desvio no custo de aquisição da PRE, quer por efeito quantidade, quer por efeito preço, (ii) do desvio do preço de referência para o cálculo do diferencial de custo da PRE. A partir de 2013, com a inclusão de medidas de sustentabilidade do SEN com impacto no diferencial de custo da PRE, estas diferenças passaram a depender também dos desvios resultantes das previsões destas medidas.

Embora os valores do diferencial de custo apresentem as variações já mencionadas, o custo total com as aquisições da PRE com remuneração garantida inverteu a sua tendência crescente a partir de 2013, conforme mostra a Figura 3-23.

Nos anos mais recentes, ocorreu uma estabilização do custo total com a aquisição da PRE com remuneração garantida, que se deve principalmente ao menor crescimento da potência instalada deste tipo de produtores e a uma tendência de estabilização do preço médio de aquisição. No entanto, subsistem fatores que continuam a ser determinantes na evolução do custo total da PRE com remuneração garantida, quer por via das quantidades produzidas, afetadas significativamente pela eolicidade e pela hidraulicidade, quer por via do preço unitário, designadamente o da cogeração que depende da evolução do preço do petróleo. Há também uma dependência do preço unitário da cogeração em relação ao preço do petróleo,

cuja evolução é parcialmente refletida no custo desta tecnologia. A partir de 2020 estima-se que o custo total de aquisição da PRE tenha uma tendência de descida, motivado pelo fim do regime bonificado para alguns produtores que se acentuará ao longo dos anos seguintes.

Figura 3-23 - Custo total por ano com a aquisição a produtores em regime especial



3.4.3.4 REPERCUSSÃO DO DIFERIMENTO DA PRE NOS PROVEITOS PERMITIDOS

Pela relevância dos montantes em causa, neste ponto é desenvolvido a forma como são repercutidos nos proveitos permitidos do ano os custos com os diferenciais de PRE.

DIFERIMENTO DOS DIFERENCIAIS DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA A PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL

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 a possibilidade de repercussão dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, de forma faseada ao longo do tempo, designadamente através do seu diferimento em parcelas que são repercutidas nos proveitos em 5 anos, incluindo o próprio ano.

Mais recentemente, o Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto, veio alterar o período de aplicação da transferência intertemporal inicialmente estabelecido e, de acordo com a alteração introduzida no n.º 8 do

artigo 73-A.º, prolongando-se a aplicação deste regime ao diferencial de custo com a aquisição de energia da PRE ocorrido até 31 de dezembro de 2020.

Deste modo, as tarifas de 2020 são as tarifas últimas em que, nos termos da legislação em vigor, os diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial poderão ser diferidos.

Aos montantes diferidos dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial são aplicados uma taxa de juro, cuja metodologia de cálculo é definida na Portaria n.º 279/2011, de 17 de outubro, na redação da Portaria n.º 262-A/2016, de 10 de outubro.

O quadro seguinte apresenta o impacto do valor diferido referente a proveitos permitidos de 2020, bem como a amortização de capital e os respetivos juros no período quinquenal.

Quadro 3-11 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial referente a proveitos permitidos de 2020

Unidade 10³ EUR

	Diferimento PRE					
	T2020	T2021	T2022	T2023	T2024	Total
PRE ¹⁽¹⁾						
anuidade	298 464	140 024	140 024	140 024	140 024	858 560
Amortização capital ⁽²⁾	293 765	136 957	137 717	138 482	139 251	846 172
juros	4 699	3 068	2 307	1 542	773	12 389
valor a abater aos pp ⁽³⁾	552 407					
Alisamento quinquenal	-552 407	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
PRE ²⁽⁴⁾						
anuidade	112 251	52 522	52 522	52 522	52 522	322 341
Amortização capital ⁽²⁾	110 487	51 372	51 657	51 944	52 232	317 692
juros	1 764	1 151	865	578	290	4 649
valor a abater aos pp ⁽³⁾	207 205					
Alisamento quinquenal	-207 205	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Notas: PRE ¹⁽¹⁾ - Produção em Regime Especial, enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio
Amortização capital ⁽²⁾ - Valor equivalente do SPRE a 1 de janeiro de 2020

Valor a abater aos pp ⁽³⁾ - Valor a 31 de dezembro de 2020

PRE ²⁽⁴⁾ - Produção em Regime Especial, não enquadrada 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 com a aquisição de energia da PRE efetuados desde o cálculo de proveitos permitidos de 2016 até 2020 e os respetivos juros no período remanescente para a sua repercussão.

Quadro 3-12 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRE de 2016 a 2020 nos proveitos permitidos de 2020 a 2024

	Diferimento PRE				
	T2020	T2021	T2022	T2023	T2024
Unidade 10 ³ EUR					
PRE^{1 (1)}					
anuidade	1 119 524	771 220	462 204	300 445	140 024
Amortização capital	1 085 466	752 545	454 041	297 154	139 251
juros	34 058	18 674	8 163	3 291	773
Alisamento quinquenal	268 654	N/A	N/A	N/A	N/A
PRE^{2 (2)}					
anuidade	427 287	232 165	195 496	128 679	52 522
Amortização capital	415 047	225 925	191 998	127 270	52 232
juros	12 240	6 240	3 499	1 409	290
Alisamento quinquenal	107 831	N/A	N/A	N/A	N/A

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

No documento “Proveitos Permitidos e ajustamentos para 2020 das empresas reguladas do setor elétrico” apresenta-se o detalhe relativo a este alisamento.

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

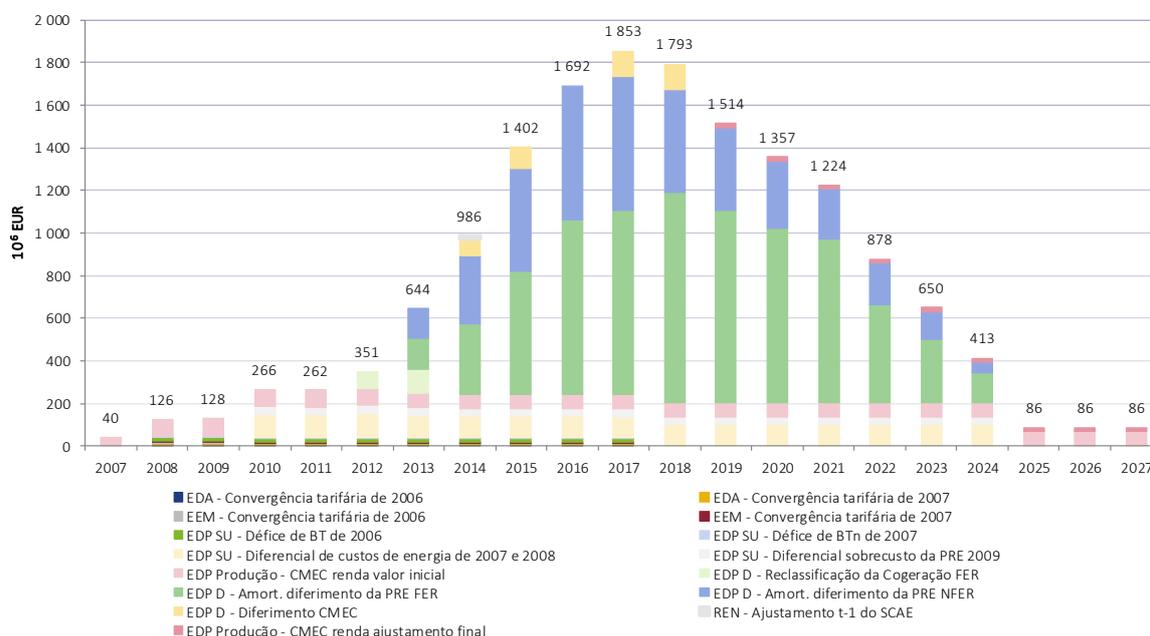
Para o cálculo dos proveitos permitidos de 2020 foram consideradas um conjunto de medidas de sustentabilidade do SEN, com impacte no diferencial de custo de aquisição de energia à PRE a recuperar pelas tarifas, que são apresentadas com algum detalhe no documento “Proveitos Permitidos e ajustamentos para 2020 das empresas reguladas do setor elétrico”.

3.4.4 PROVEITOS A RECUPERAR PELA TARIFA UGS QUE DIZEM RESPEITO A ANOS ANTERIORES

Para além dos custos anuais e ajustamentos de anos anteriores, é necessário incorporar os valores que não foram incluídos nos proveitos do respetivo ano por terem sido diferidos.

A figura infra apresenta a evolução dos proveitos permitidos recuperados ou previstos recuperar em cada ano que foram adiados e que por isso, deveriam ter sido recuperados em anos anteriores.

Figura 3-24 - Proveitos a recuperar

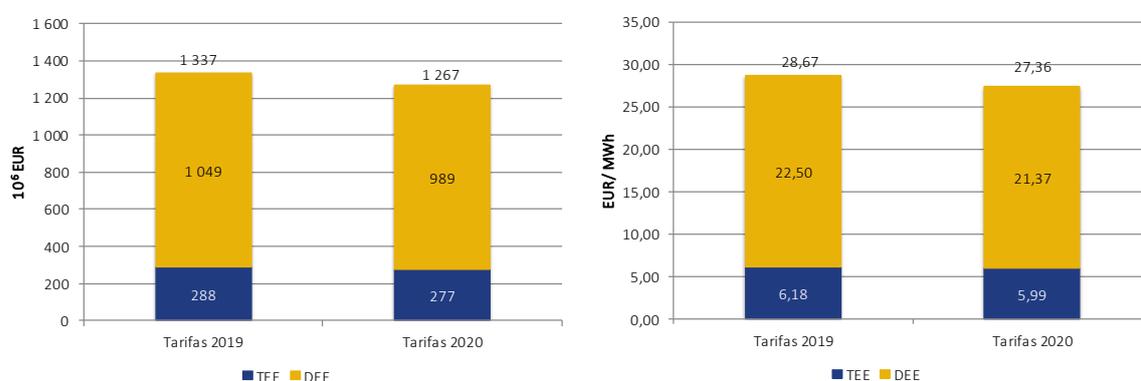


3.5 PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Da análise da Figura 3-25 verifica-se que os proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica, previstos para tarifas de 2020, apresentam um decréscimo de 5,3%, sendo que os respetivos custos unitários³⁶ previstos diminuem 4,6%.

³⁶ No cálculo do custo unitário consideraram-se os fornecimentos de energia elétrica à saída das redes em todos os níveis de tensão.

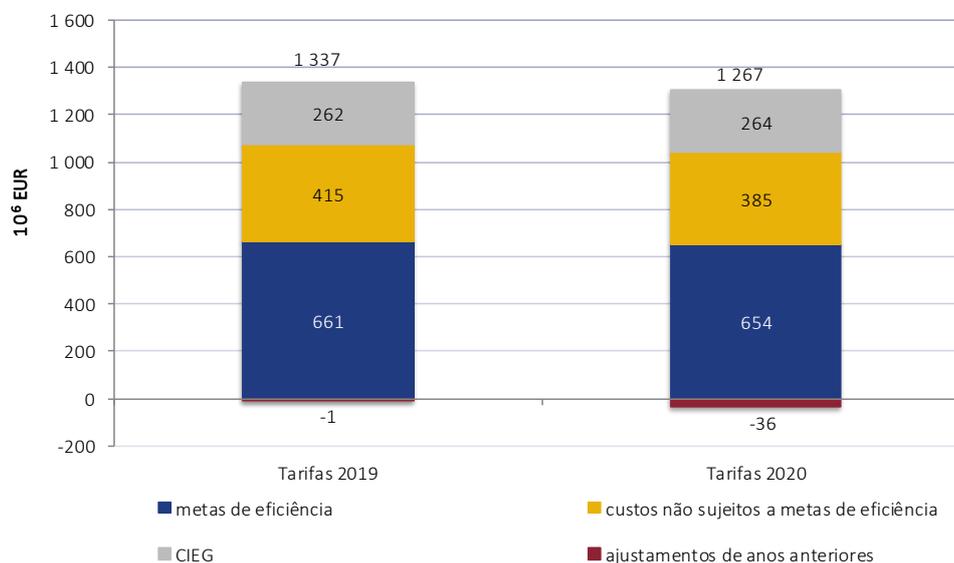
Figura 3-25 - Variação dos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição



Os custos destas atividades, relacionadas com infraestruturas de redes de energia, são, essencialmente, fixos, pelo que variações na evolução dos consumos refletem-se nos custos unitários a suportar pelos consumidores.

A análise da variação dos proveitos permitidos destas atividades pode ser efetuada tendo em conta os seguintes componentes: (i) custos sujeito a metas de eficiência impostas (custos de exploração da distribuição em AT e MT, custos totais (TOTEX) da distribuição em BT e a aplicação do mecanismo de valorização de investimentos da RNT a custos de referência); (ii) custos não sujeitos a metas de eficiência (inclui custos de exploração não sujeitos a metas de eficiência e custos com capital); (iii) custos de interesse económico geral (que correspondem às rendas de concessão em BT pagas aos municípios); e (iv) ajustamentos de anos anteriores. O contributo de cada uma destas rubricas pode ser analisado na Figura 3-26.

Figura 3-26 - Variação dos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição, por componente



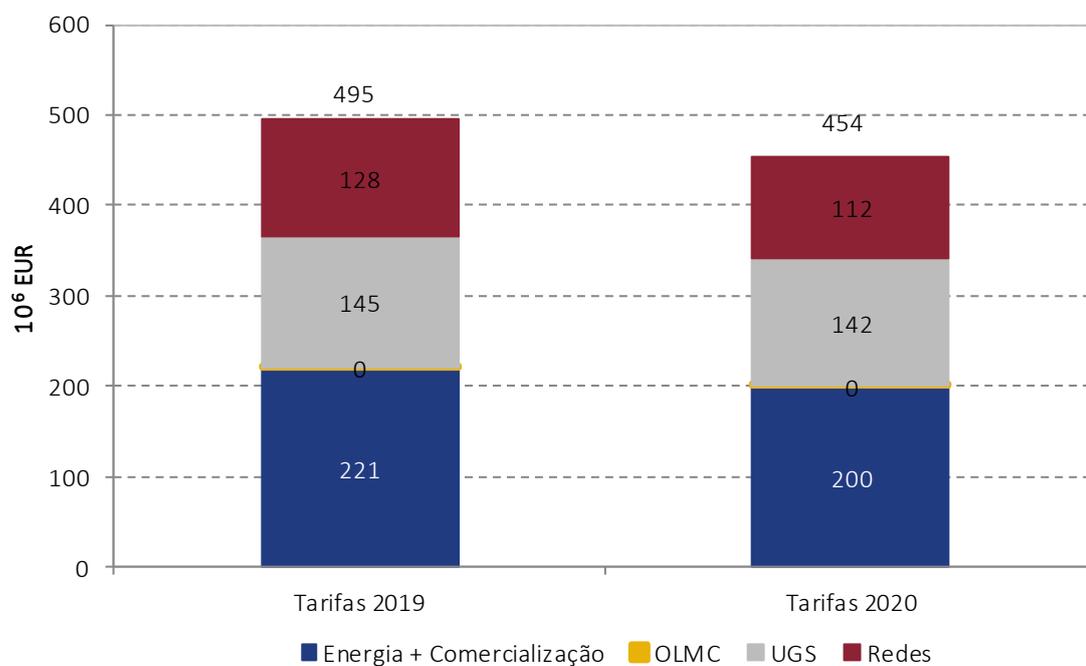
Em 2020 os custos não sujeitos a metas de eficiência são inferiores aos custos sujeitos a metas de eficiência, mantendo a tendência do ano anterior. Com um peso significativo nos custos não sujeitos a metas de eficiência estão os custos com capital das atividades de Transporte de Energia Elétrica (com exceção dos custos com capital do imobilizado valorizado a custos de referência) e de Distribuição de Energia Elétrica em AT e MT, e a redução ocorrida reflete a descida das taxas de remuneração, decorrente da revisão em baixa da taxa de remuneração dos ativos destas atividades. Incluem-se também nos custos não sujeitos a metas de eficiência os planos de reestruturação de efetivos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica e os ganhos e perdas atuariais das atividades de Transporte de Energia Elétrica e de Distribuição de Energia Elétrica.

3.6 PROVEITOS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Os proveitos permitidos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais (TVCF) do Comercializador de Último Recurso incluem os custos regulados com a energia e comercialização e os custos com o acesso às redes, no âmbito dos fornecimentos do Mercado Regulado.

Na figura seguinte, apresenta-se a variação dos proveitos a recuperar com as tarifas de Venda a Clientes Finais, de 2019 para 2020.

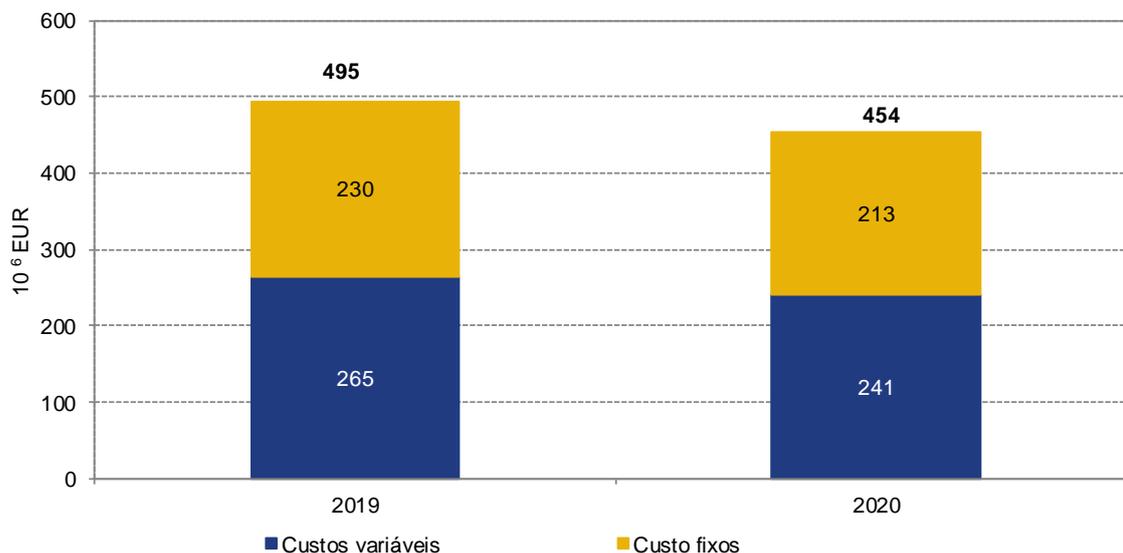
Figura 3-27 – Proveitos a recuperar com as tarifas de Venda a Clientes Finais



A evolução do proveito unitário a recuperar pelas TVCF pode ser analisada decompondo-a entre o efeito da variação da estrutura de quantidades e a variação tarifária. Esta análise é efetuada no capítulo 7. Importa também analisar esta evolução noutras perspetivas, nomeadamente, na perspetiva da variação dos custos unitários por atividade e na ótica da repartição entre custos fixos e variáveis, sendo esta última efetuada na presente secção.

A Figura 3-28 apresenta a decomposição do nível global de proveitos totais a recuperar pelas TVCF de 2019 e de 2020, distinguindo-se entre custos fixos e custos variáveis associados com a evolução dos consumos.

Figura 3-28 - Decomposição do nível global dos proveitos a recuperar pelas TVCF entre custos fixos e custos variáveis



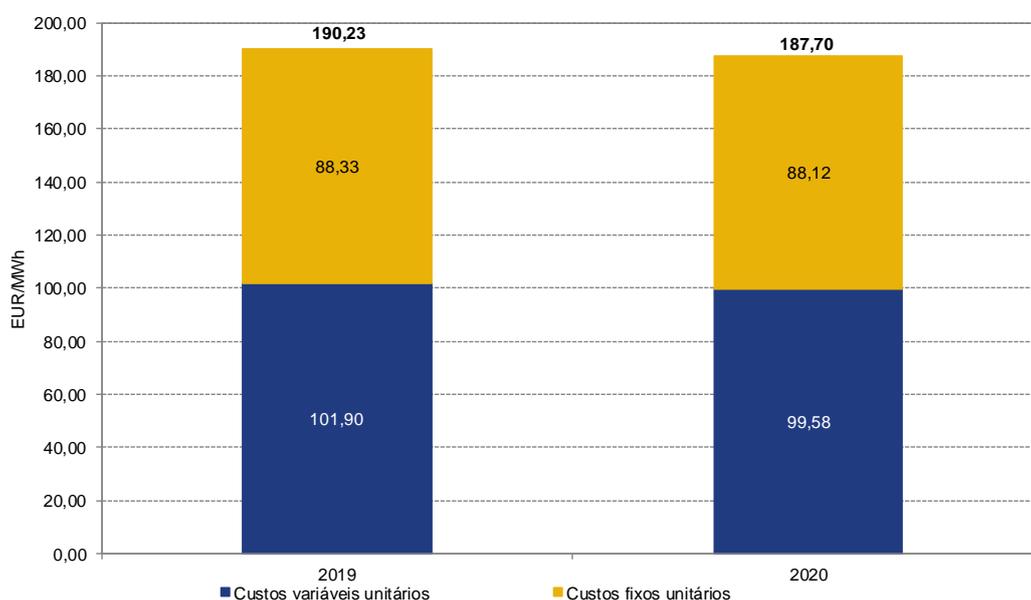
Consideram-se como custos variáveis todos os custos de energia, os custos de comercialização (com exceção dos ajustamentos referentes a 2018 e da parcela fixa dos proveitos da comercialização) e a componente variável dos proveitos de Uso da Rede de Distribuição. Estas duas últimas parcelas são calculadas no âmbito dos fornecimentos do CUR.

Nos custos fixos são considerados os proveitos a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema, os proveitos a recuperar pela tarifa de Uso da Rede de Transporte, a componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, os encargos com as rendas dos municípios e ainda os ajustamentos referentes a 2018 da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, bem como a parcela fixa dos proveitos da comercialização.

Observa-se que nas tarifas para 2020, a diferença entre o peso dos custos fixos e dos custos variáveis reduziu-se ligeiramente.

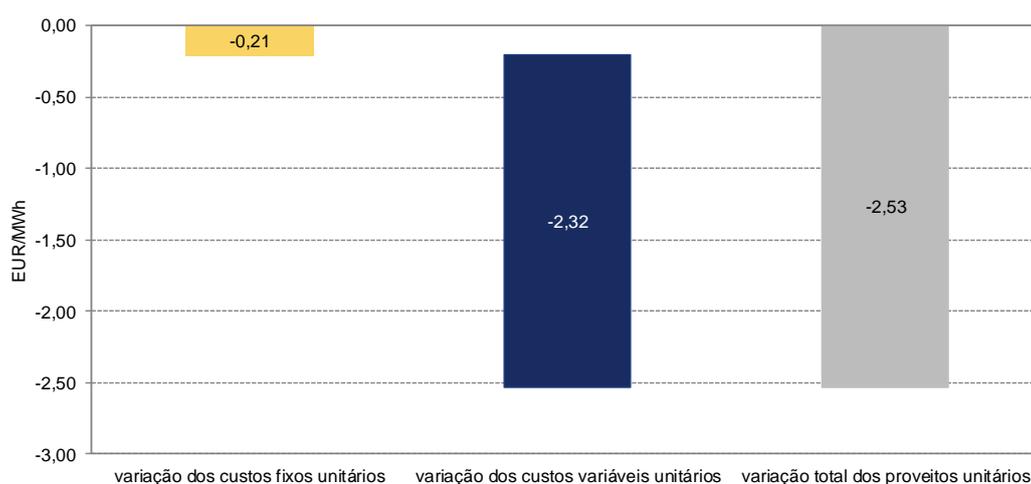
A Figura 3-29 evidencia a evolução dos proveitos unitários da TVCF entre 2019 e 2020, por categoria de custo, fixo e variável.

Figura 3-29 - Evolução dos custos unitários fixos e variáveis incluídos na TVCF



O decréscimo dos proveitos unitários de 2,53 EUR/MWh pode ser decomposto em variação dos custos fixos unitários (-0,21 EUR/MWh) e em variação dos custos variáveis unitários (-2,32 EUR/MWh), tal como se apresenta na Figura 3-30.

Figura 3-30 - Decomposição da variação nos proveitos unitários



4 TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2020

4.1 TARIFAS

O Quadro 4-1 indica as tarifas cuja fixação compete à ERSE.

As tarifas são estabelecidas de forma a proporcionar às empresas reguladas um montante de proveitos calculado de acordo com as fórmulas constantes no Regulamento Tarifário.

Quadro 4-1 - Tarifas Reguladas

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<i>Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador</i>	OLMC _{OLMC}	Operador logístico de mudança de comercializador	Operador da rede de distribuição	Operação logística de mudança de comercializador	
	OLMC _{ORD}	Operador da rede de distribuição	Entrega a clientes em MAT, AT, MT e BT	Operação logística de mudança de comercializador	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT, MT e BT
<i>Tarifa de Uso Global do Sistema</i>	UGS _{ORT}	Operador da rede de transporte	Operador da rede de distribuição	Gestão do sistema e medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral	Incluída na tarifa de venda do operador da rede de transporte
	UGS _{ORD}	Operadores da rede de distribuição, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Entrega a clientes em MAT, AT, MT e BT	Gestão do sistema e medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT, MT e BT
<i>Tarifa de Uso da Rede de Transporte</i>	URT _P	Operador da rede de transporte	Produtores em regime ordinário e produtores em regime especial em MAT, AT e MT	Uso da rede de transporte	Não é aplicada aos consumidores
	URT _{ORT MAT}	Operador da rede de transporte	Operador da rede de distribuição	Uso da rede de transporte em MAT	Incluída na tarifa de venda do operador da rede de transporte
	URT _{ORD MAT}	Operador da rede de distribuição	Entrega a clientes em MAT	Uso da rede de transporte em MAT	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em MAT
	URT _{ORT AT}	Operador da rede de transporte	Operador da rede de distribuição	Uso da rede de transporte em AT	Incluída na tarifa de venda do operador da rede de transporte
	URT _{ORD AT}	Operador da rede de distribuição, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Entrega a clientes em AT, MT e BT	Uso da rede de transporte em AT	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em AT, MT e BT

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<i>Tarifa de Uso da Rede de Distribuição</i>	URD _{AT}	Operadores das redes de distribuição, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Entrega a clientes em AT, MT e BT	Uso da rede de distribuição em AT	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em AT, MT e BT
	URD _{MT}	Operadores das redes de distribuição, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Entrega a clientes em MT e BT	Uso da rede de distribuição em MT	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em MT e BT
	URD _{BT}	Operadores das redes de distribuição, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Entrega a clientes em BT	Uso da rede de distribuição em BT	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em BT
<i>Tarifa de Energia</i>	TE	Comercializadores de último recurso, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Clientes dos comercializadores de último recurso em AT, MT e BT	Aprovisionamento de energia elétrica	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (Regiões Autónomas)
<i>Tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAA</i>	TE/Com _{ME RAA}	Concessionária do transporte e distribuição da RAA	CEME que atuem na RAA cujo aprovisionamento é realizado junto da concessionária do transporte e distribuição da RAA	Aprovisionamento de energia elétrica e serviços associados	Na ausência de comercialização de eletricidade em regime de mercado, possibilita o aprovisionamento dos comercializadores de eletricidade para a mobilidade elétrica (CEME) na RAA
<i>Tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAM</i>	TE/Com _{ME RAM}	Concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	CEME que atuem na RAM cujo aprovisionamento é realizado junto da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Aprovisionamento de energia elétrica e serviços associados	Na ausência de comercialização de eletricidade em regime de mercado, possibilita o aprovisionamento dos comercializadores de eletricidade para a mobilidade elétrica (CEME) na RAM

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
--------	-------------	--------------	----------	--------	-------------

Tarifa de Comercialização	C_{NT}	Comercializadores de último recurso, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Clientes dos comercializadores de último recurso em AT e MT	Serviços de contratação, faturação e cobrança	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (Regiões Autónomas)
	C_{BTE}	Comercializadores de último recurso, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Clientes dos comercializadores de último recurso em BTE	Serviços de contratação, faturação e cobrança	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (Regiões Autónomas)
	C_{BTN}	Comercializadores de último recurso, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Clientes dos comercializadores de último recurso em BTN	Serviços de contratação, faturação e cobrança	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (Regiões Autónomas)

Tarifa de Acesso às Redes	TAR	Operadores das redes de distribuição, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Entrega a clientes em MAT, AT, MT e BT	Uso das redes e serviços associados	Incluída na tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental), na tarifa de Venda a Clientes Finais do CUR (Regiões Autónomas) e nas tarifas de mercado
	TAR_{ORD/CURBT}	Operador da rede de distribuição	Operadores da rede de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT	Uso das redes e serviços associados	Incluída na tarifa de Venda a Clientes Finais do CUR a atuar exclusivamente em BT (Portugal continental)
	TAR_{ME}	Operadores da rede de mobilidade elétrica	Utilizadores de veículos elétricos (UVEs)	Uso das redes de mobilidade elétrica e serviços associados	Incluída nos preços de venda à mobilidade elétrica nos pontos de carregamento de utilizadores de veículos elétricos (UVEs)
	TAR_{Social}	Operadores das redes de distribuição, concessionária do transporte e distribuição	Entregas a clientes vulneráveis em BTN	Uso das redes e serviços associados	Incluída na tarifa Social de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
		da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM			continental e Regiões Autónomas) e nas tarifas de mercado, aplicando-se apenas a clientes vulneráveis em BTN, com uma potência contratada inferior ou igual a 6,9 kVA
<i>Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica em MT</i>	TAR _{ME MT}	Operadores das redes de energia elétrica	Comercializadores do setor elétrico que aprovisionem os comercializadores de eletricidade para a mobilidade elétrica com entregas em pontos de carregamento de veículos elétricos em MT; agentes de mercado com entregas em pontos de carregamento de veículos elétricos em MT integrados na rede de mobilidade elétrica	Uso das redes de energia elétrica pela rede da mobilidade elétrica	
<i>Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica em BT</i>	TAR _{ME BT}	Operadores das redes de energia elétrica	Comercializadores do setor elétrico que aprovisionem os comercializadores de eletricidade para a mobilidade elétrica com entregas em pontos de carregamento de veículos elétricos em BT; agentes de mercado com entregas em pontos de carregamento de veículos elétricos em BT integrados na rede de mobilidade elétrica	Uso das redes de energia elétrica pela rede da mobilidade elétrica	

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais	TVCF_{CUR PT}	Comercializadores de último recurso em Portugal continental	Clientes em AT, MT e BT dos comercializadores de último recurso em Portugal continental	Fornecimento regulado de energia elétrica	Inclui a tarifa de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização
	TVCF_{CUR RAA}	Concessionária do transporte e distribuição da RAA	Clientes em MT e BT do comercializador de último recurso da RAA	Fornecimento regulado de energia elétrica	Inclui a tarifa de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização
	TVCF_{CUR RAM}	Concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Clientes em MT e BT do comercializador de último recurso da RAM	Fornecimento regulado de energia elétrica	Inclui a tarifa de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização
	TVCF_{Social CUR PT}	Comercializadores de último recurso em Portugal continental	Clientes vulneráveis em BTN, dos comercializadores de último recurso em Portugal continental	Fornecimento regulado de energia elétrica	Inclui a tarifa Social de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização, aplicando-se apenas a clientes vulneráveis em BTN, com uma potência contratada inferior ou igual a 6,9 kVA
	TVCF_{Social CUR RAA}	Concessionária do transporte e distribuição da RAA	Clientes vulneráveis em BTN, do comercializador de último recurso da RAA	Fornecimento regulado de energia elétrica	Inclui a tarifa Social de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização, aplicando-se apenas a clientes vulneráveis em BTN, com uma potência contratada inferior ou igual a 6,9 kVA
	TVCF_{Social CUR RAM}	Concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Clientes vulneráveis em BTN, do comercializador de último recurso da RAM	Fornecimento regulado de energia elétrica	Inclui a tarifa Social de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização, aplicando-se apenas a clientes vulneráveis em BTN, com uma potência contratada inferior ou igual a 6,9 kVA

4.2 TARIFA DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

A tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC), a aplicar pelo Operador Logístico de Mudança de Comercializador ao operador da rede de distribuição em MT e AT apresenta preços de potência contratada diferenciados por nível de tensão e tipo de fornecimento, garantindo-se a inexistência de subsídio cruzada entre tipos de fornecimento. Os preços de potência contratada a aplicar garantem uma alocação de custos por nível de tensão e tipo de fornecimento idêntica à que se obteria com a aplicação de termos fixos.

No Quadro 4-2 apresentam-se os preços da tarifa de operação logística de mudança de comercializador a aplicar pelo Operador Logístico de Mudança de Comercializador ao operador da rede de distribuição em MT e AT, para 2020.

Quadro 4-2 - Preços da tarifa de operação logística de mudança de comercializador

OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR		PREÇOS
Potência contratada		(EUR/MW.mês)
	MAT	0,002
	AT	0,003
	MT	0,065
	BTE	0,290
	BTN	2,611

4.3 TARIFAS POR ATIVIDADE DA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT

Às entregas do operador da rede de transporte ou entidade concessionária da RNT (REN) ao operador da rede distribuição em MT e AT são aplicadas, nos termos do artigo 26.º do Regulamento Tarifário, a tarifa de Uso da Rede de Transporte e a tarifa de Uso Global do Sistema, que se apresentam nos pontos seguintes.

4.3.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

A tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT é composta por duas parcelas (UGS I e UGS II).

A parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema está associada aos custos com a gestão do sistema, apresentando um preço de energia sem diferenciação por período horário.

A parcela II da tarifa de UGS a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT deve recuperar os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral dominados pelos custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), sobrecustos do agente comercial relativos às centrais da Turbogás e do Pego, custos com a garantia de potência associados à promoção da disponibilidade das centrais existentes e de nova capacidade de produção e sobrecustos com a convergência tarifária das regiões autónomas. A estrutura de preços da parcela II da tarifa de UGS é de um preço único de energia, igual em todos os períodos horários.

No âmbito do relacionamento entre a entidade concessionária da RNT e o operador da rede de distribuição em MT e AT, aplicam-se ainda as transferências mensais relativas à faturação dos termos de potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa aos CMEC.

No Quadro 4-3 e no Quadro 4-4 apresentam-se, respetivamente, os preços da parcela I e II da tarifa de Uso Global do Sistema para 2020.

Quadro 4-3 - Preços da parcela I (custos de gestão de sistema) da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT

USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA I		PREÇOS
Energia ativa		(EUR/kWh)
	Horas de ponta	0,0030
	Horas cheias	0,0030
	Horas de vazio normal	0,0030
	Horas de super vazio	0,0030

Quadro 4-4 - Preços da parcela II (custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e custos com o mecanismo de garantia de potência) da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT

USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA II		PREÇOS
Energia ativa		(EUR/kWh)
	Horas de ponta	0,0090
	Horas cheias	0,0090
	Horas de vazio normal	0,0090
	Horas de super vazio	0,0090

No Quadro 4-5 apresentam-se os preços da tarifa de Uso Global do Sistema para 2020, resultantes da adição, termo a termo, dos preços das parcelas I e II.

Quadro 4-5 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT

USO GLOBAL DO SISTEMA		PREÇOS
Energia ativa		(EUR/kWh)
	Horas de ponta	0,0120
	Horas cheias	0,0120
	Horas de vazio normal	0,0120
	Horas de super vazio	0,0120

4.3.2 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

4.3.2.1 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE APLICÁVEIS ÀS ENTRADAS NA RNT E NA RND

A tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores em MAT, AT e MT é composta por preços de energia ativa definidos em Euros por kWh, referidos à entrada da rede.

No Quadro 4-6 apresentam-se os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte aos produtores em MAT, AT e MT pela entrada na RNT e na RND para 2020.

Quadro 4-6 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte aos produtores em MAT, AT e MT pela entrada na RNT e na RND

USO DA REDE DE TRANSPORTE		PREÇOS
Energia ativa		(EUR/MWh)
	Horas de fora de vazio	0,5480
	Horas de vazio	0,4236

4.3.2.2 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE A APLICAR AO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT E AT

As tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT apresentam preços de potência contratada e em horas de ponta, preços de energia ativa, diferenciados por período horário, e preços de energia reativa indutiva e capacitiva. Os preços de potência destas tarifas são determinados por aplicação de um fator multiplicativo aos custos incrementais de potência da rede de transporte, preservando a estrutura dos custos incrementais. Este fator multiplicativo é determinado tal que as referidas tarifas aplicadas às quantidades previstas para 2020 proporcionam os proveitos permitidos em 2020, de acordo com o estabelecido no artigo 149.º do Regulamento Tarifário.

A estrutura de custos incrementais de potência contratada e em horas de ponta adotada em 2020 está definida no documento “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2020”.

Os preços dos termos de energia das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT e de Uso da Rede de Transporte a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição são obtidos multiplicando os preços marginais de energia, por período horário, pelos respetivos fatores de ajustamento para perdas na rede de transporte.

No Quadro 4-7 e no Quadro 4-8 apresentam-se os preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT para 2020.

Quadro 4-7 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador de rede de distribuição em MT e AT

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT			PREÇOS
Potência			(EUR/kW.mês)
		Horas de ponta	1,331
		Contratada	0,097
Energia ativa			(EUR/kWh)
Períodos I, IV		Horas de ponta	0,0007
		Horas cheias	0,0006
		Horas de vazio normal	0,0005
		Horas de super vazio	0,0005
Períodos II, III		Horas de ponta	0,0006
		Horas cheias	0,0006
		Horas de vazio normal	0,0005
		Horas de super vazio	0,0005
Energia reativa			(EUR/kvarh)
		Indutiva	0,0231
		Capacitiva	0,0173

Quadro 4-8 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador de rede de distribuição em MT e AT

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT			PREÇOS
Potência			(EUR/kW.mês)
		Horas de ponta	2,204
		Contratada	0,264
Energia ativa			(EUR/kWh)
Períodos I, IV		Horas de ponta	0,0009
		Horas cheias	0,0008
		Horas de vazio normal	0,0007
		Horas de super vazio	0,0006
Períodos II, III		Horas de ponta	0,0008
		Horas cheias	0,0008
		Horas de vazio normal	0,0007
		Horas de super vazio	0,0006
Energia reativa			(EUR/kvarh)
		Indutiva	0,0231
		Capacitiva	0,0173

4.4 TARIFAS POR ATIVIDADE DOS OPERADORES DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Apresentam-se a seguir os preços das tarifas por atividade a aplicar pelos operadores de rede de distribuição às entregas a clientes do comercializador de último recurso e a clientes no mercado liberalizado.

De modo a determinar os preços a aplicar em cada nível de tensão e em cada opção tarifária, convertem-se os preços das tarifas por atividade, a aplicar pelos distribuidores às entregas a clientes dos mercados liberalizado e regulado, para os diferentes níveis de tensão, por aplicação dos fatores de ajustamento para perdas. Adicionalmente, nas opções tarifárias com estrutura simplificada, apresentam-se os preços das tarifas por atividade, considerando que os preços de potência são convertidos em preços de energia por período horário e alguns preços de energia são agregados.

4.4.1 TARIFA DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

A tarifa do Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC) a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado é composta por preços de potência contratada diferenciados por nível de tensão e tipo de fornecimento, tal como definido no ponto 4.2.

No Quadro 4-9 apresentam-se os preços da tarifa de operação logística de mudança de comercializador a aplicar às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado, para 2020.

Quadro 4-9 - Preços da tarifa de operação logística de mudança de comercializador

OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR		PREÇOS
Potência contratada		(EUR/MW.mês)
	MAT	0,002
	AT	0,003
	MT	0,069
	BTE	0,310
	BTN	2,789

4.4.2 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

A tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado é composta por duas componentes, tal como a tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte (ver ponto 4.3.1). Estas duas tarifas diferem nas quantidades utilizadas para o seu cálculo, sendo que as quantidades de energia da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte da RNT ao operador da rede de distribuição em MT e AT são medidas nos pontos de entrega da RNT ao operador da rede de distribuição e as quantidades da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado são calculadas com base nas quantidades medidas nos contadores desses clientes.

A parcela I apresenta a mesma estrutura tarifária e recupera o conjunto de proveitos da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pela entidade concessionária da RNT relativa aos custos com a gestão do sistema. Os preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição apresentam-se no Quadro 4-10.

Quadro 4-10 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema

USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA I		PREÇOS
Energia ativa		(EUR/kWh)
	Horas de ponta	0,0030
	Horas cheias	0,0030
	Horas de vazio normal	0,0030
	Horas de super vazio	0,0030

Os preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema aplicáveis em pontos de entrega dos vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se no Quadro 4-11.

Quadro 4-11 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA I					
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Energia ativa (EUR/kWh)			
		Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0,0030	0,0030	0,0030	0,0030
AT	4	0,0031	0,0031	0,0031	0,0031
MT	4	0,0032	0,0032	0,0032	0,0031
BTE	4	0,0035	0,0035	0,0034	0,0033
BTN>	3	0,0035	0,0035	0,0034	
BTN< tri-horárias	3	0,0035	0,0035	0,0034	
BTN bi-horárias	2	0,0035		0,0034	
BTN simples	1	0,0034			

Os preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema são determinados de acordo com a Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, alterada pelas Portarias n.º 212-A/2014, de 24 de outubro, n.º 251-B/2014, de 28 de novembro e n.º 359/2015, de 14 de outubro, que estabelece os critérios de repercussão dos CIEG com incidência na tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes. Esta portaria abrange os seguintes custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral (CIEG): os sobrecustos com a produção em regime especial com preços garantidos (PRE), os sobrecustos com as centrais com contratos de aquisição de energia (CAE), os CMEC, os encargos com a garantia de potência, os sobrecustos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas (RAs), os custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, os custos de sustentabilidade³⁷, os custos com a remuneração e amortização dos terrenos do domínio público hídrico e os custos com o PPEC.

³⁷ Estes custos correspondem aos ajustamentos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores, ao diferencial na atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais e ao sobreprojeito resultante da aplicação das tarifas transitórias.

No Quadro 4-12 seguinte apresenta-se a repartição por nível de tensão e tipo de fornecimento de cada um dos CIEG enquadrados pela Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro.

Quadro 4-12 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento

Unidades: milhões de euros	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN≤	TOTAL
Sobrecusto PRE (DL90/2006)	0,0	0,0	3,3	5,0	8,9	815,7	832,9
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	14,3	40,3	98,5	24,8	19,0	230,3	427,3
Sobrecusto dos CAE	12,5	46,7	182,9	60,5	30,2	-43,7	289,0
CMEC	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	-0,3	-0,4
Garantia de potência	0,7	2,2	4,8	1,1	0,6	5,1	14,5
Sobrecusto RAs	8,9	36,1	141,0	46,6	20,0	-126,4	126,1
Estabilidade (DL 165/2008)	6,9	20,6	44,2	9,8	5,5	47,0	134,0
Ajust. de aquisição de energia	-3,6	-10,6	-22,8	-5,0	-2,9	-24,2	-69,1
Diferencial extinção TVCF	-0,2	-0,6	-1,3	-0,3	-0,2	-1,4	-4,1
Sobreproveito	-0,1	-0,3	-0,7	-0,2	-0,1	-0,7	-2,1
Terrenos	0,6	1,9	4,1	0,9	0,5	4,3	12,3
PPEC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	40,1	136,3	453,9	143,0	81,6	905,6	1 760,4

No quadro seguinte apresentam-se os preços dos referidos CIEG por variável de faturação e por nível de tensão ou tipo de fornecimento.

Quadro 4-13 - Preços CIEG incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema

Unidades: EUR/MWh	MAT			AT			MT			BTE			BTN>			BTN≤		
	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio									
Sobrecusto PRE (DL90/2006)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,3	0,1	2,7	1,7	0,5	10,1	4,6	1,4	93,0	56,3	28,8
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	8,0	5,9	3,3	8,7	5,7	2,8	8,4	5,8	1,7	8,6	5,3	1,6	10,3	4,7	1,4	8,7	5,3	2,7
Sobrecusto dos CAE	7,4	5,4	3,1	10,9	7,2	3,5	19,2	13,4	4,0	29,5	18,2	5,3	26,6	12,2	3,6	-16,9	-10,2	-5,2
Garantia de potência	0,5	0,4	0,2	0,6	0,4	0,2	0,6	0,4	0,1	0,6	0,4	0,1	0,7	0,3	0,1	0,6	0,3	0,2
Sobrecusto RAs	6,3	4,7	2,6	9,4	6,2	3,0	16,4	11,5	3,4	25,3	15,6	4,6	22,7	10,4	3,1	-14,4	-8,7	-4,5
Estabilidade (DL 165/2008)	4,9	3,6	2,0	5,4	3,5	1,7	5,2	3,6	1,1	5,3	3,3	1,0	6,3	2,9	0,8	5,4	3,2	1,7
Ajust. de aquisição de energia	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5
Diferencial extinção TVCF	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Sobreproveito	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Terrenos	0,5	0,3	0,2	0,5	0,3	0,2	0,5	0,3	0,1	0,5	0,3	0,1	0,6	0,3	0,1	0,5	0,3	0,2
PPEC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	26,0	18,7	9,8	33,8	21,7	9,8	49,0	33,6	8,8	70,8	43,1	11,5	75,6	33,8	8,8	75,2	44,9	22,2

Unidades: EUR/kW/mês	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN≤
CMEC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sobrecusto dos CAE	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Total	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60

Os preços da tarifa da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema aplicáveis em pontos de entrega dos vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se no Quadro 4-14.

Quadro 4-14 - Preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA II						
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência contratada (EUR/kW.mês)	Energia ativa (EUR/kWh)			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0,605	0,0261	0,0187	0,0098	0,0098
AT	4	0,605	0,0338	0,0217	0,0097	0,0097
MT	4	0,605	0,0490	0,0337	0,0088	0,0089
BTE	4	0,605	0,0709	0,0431	0,0115	0,0115
BTN>	3	0,605	0,0757	0,0338	0,0088	
BTN< tri-horárias	3	0,605	0,0766	0,0457	0,0226	
BTN bi-horárias	2	0,605	0,0525		0,0226	
BTN simples	1	0,605	0,0407			

Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema aplicáveis em pontos de entrega dos vários níveis de tensão e opções tarifárias, resultantes da adição, termo a termo, dos preços das parcelas I e II, apresentam-se no Quadro 4-15.

Quadro 4-15 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA						
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência contratada (EUR/kW.mês)	Energia ativa (EUR/kWh)			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0,605	0,0291	0,0217	0,0128	0,0128
AT	4	0,605	0,0369	0,0248	0,0128	0,0128
MT	4	0,605	0,0522	0,0369	0,0120	0,0120
BTE	4	0,605	0,0744	0,0466	0,0149	0,0148
BTN>	3	0,605	0,0792	0,0373	0,0122	
BTN< tri-horárias	3	0,605	0,0801	0,0492	0,0260	
BTN bi-horárias	2	0,605	0,0560		0,0260	
BTN simples	1	0,605	0,0441			

No Quadro 4-16 apresenta-se a desagregação do valor do preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema, apresentada no Quadro 4-15.

Quadro 4-16 - Desagregação do preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema

PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA						
Níveis de tensão e opções tarifárias	Potência contratada CMEC (EUR/kW.mês)					
	CMEC - EDP Gestão da Produção de Energia, SA				Componente de alisamento	CMEC - EDP Distribuição
	Parcela Fixa		Parcela de acerto			
	Renda Anual - valor inicial dos CMEC	Ajustamento	Renda anual - ajustamento final CMEC	Ajustamento	Ajustamento	Devolução de valores do passado
MAT	0,115	0,000	0,033	0,000	0,000	-0,149
AT	0,115	0,000	0,033	0,000	0,000	-0,149
MT	0,115	0,000	0,033	0,000	0,000	-0,149
BTE	0,115	0,000	0,033	0,000	0,000	-0,149
BTN>	0,115	0,000	0,033	0,000	0,000	-0,149
BTN< tri-horárias	0,115	0,000	0,033	0,000	0,000	-0,149
BTN bi-horárias	0,115	0,000	0,033	0,000	0,000	-0,149
BTN simples	0,115	0,000	0,033	0,000	0,000	-0,149

Face à publicação do Decreto-Lei n.º 162/2019, que aprova o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável, deixa de ser necessário a publicação pela ERSE do valor associado à recuperação dos custos decorrentes de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral (VCieg,t), em € por kW. Nos termos do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, este valor é aplicável no ano de emissão do certificado de exploração da respetiva UPAC, pelo que, face à publicação do novo regime deixa de ser necessário. Apesar do regime aprovado pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, no que respeita às instalações de produção de eletricidade produzida a partir de fontes de energia renovável para autoconsumo, se manter aplicável até ao término da vigência do contrato com o CUR ou até 31 de dezembro de 2025 (consoante a data que ocorra primeiro) não carece, na sua aplicação, do valor a aprovar pela ERSE.

4.4.3 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

As tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes dos mercados livre e regulado apresentam a mesma estrutura tarifária e recuperam o conjunto de proveitos das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pela entidade concessionária da RNT ao

operador da rede de distribuição em MT e AT, apresentadas no ponto 4.3.2.2 deste capítulo, adicionado dos ajustamentos a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação das tarifas aos clientes. Este ajustamento reflete a diferença entre os valores faturados pelo operador da rede de distribuição em MT e AT aos clientes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT.

Adicionalmente, estas duas tarifas diferem nas quantidades utilizadas para o seu cálculo, sendo que as quantidades das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pela entidade concessionária da RNT ao operador da rede de distribuição em MT e AT são medidas nos pontos de entrega da RNT ao operador da rede de distribuição e as quantidades das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes dos mercados livre e regulado resultam das quantidades medidas nos contadores desses clientes ajustadas para perdas até à saída da RNT.

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes dos mercados livre e regulado apresentam-se no Quadro 4-17 e no Quadro 4-18.

Quadro 4-17 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT			PREÇOS
Potência			(EUR/kW.mês)
		Horas de ponta	1,331
		Contratada	0,097
Energia ativa			(EUR/kWh)
	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0007
		Horas cheias	0,0006
		Horas de vazio normal	0,0005
		Horas de super vazio	0,0005
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0006
		Horas cheias	0,0006
		Horas de vazio normal	0,0005
		Horas de super vazio	0,0005
Energia reativa			(EUR/kvarh)
		Indutiva	0,0231
		Capacitiva	0,0173

Quadro 4-18 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT			PREÇOS
Potência			(EUR/kW.mês)
	Horas de ponta		2,211
	Contratada		0,265
Energia ativa			(EUR/kWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta		0,0009
	Horas cheias		0,0008
	Horas de vazio normal		0,0007
	Horas de super vazio		0,0006
Períodos II, III	Horas de ponta		0,0008
	Horas cheias		0,0008
	Horas de vazio normal		0,0007
	Horas de super vazio		0,0006
Energia reativa			(EUR/kvarh)
	Indutiva		-
	Capacitiva		-

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT após conversão para os vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se no Quadro 4-19.

Quadro 4-19 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT										
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência em horas de ponta (EUR/kW.mês)	Energia ativa (EUR/kWh)							
			Períodos I e IV				Períodos II e III			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
AT	4	2,631	0,0009	0,0008	0,0007	0,0006	0,0009	0,0008	0,0007	0,0006
MT	4	2,756	0,0010	0,0009	0,0007	0,0006	0,0009	0,0008	0,0007	0,0007
BTE	4	3,022	0,0011	0,0009	0,0008	0,0007	0,0010	0,0009	0,0007	0,0007
BTN>	3	-	0,0369	0,0009	0,0007		0,0369	0,0009	0,0007	
BTN< tri-horárias	3	-	0,0382	0,0009	0,0008		0,0382	0,0009	0,0008	
BTN bi-horárias	2	-	0,0092		0,0008		0,0092		0,0008	
BTN simples	1	-		0,0059				0,0059		

4.4.4 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

As tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT, MT e BT apresentam preços de potência contratada e em horas de ponta, preços de energia ativa diferenciados por período horário e preços de energia reativa indutiva e capacitiva.

Os preços de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição são determinados por aplicação de fatores multiplicativos aos custos incrementais de potência da rede de distribuição por nível de tensão, preservando-se a estrutura dos custos incrementais. Estes fatores multiplicativos são determinados tal que as tarifas de Uso da Rede de Distribuição aplicadas às quantidades previstas para 2020 proporcionam os proveitos permitidos em 2020, de acordo com o estabelecido no artigo 151.^o do Regulamento Tarifário.

Às tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT e de Uso da Rede de Distribuição em MT é aplicado o mesmo fator multiplicativo.

A estrutura de custos incrementais de potência contratada e em horas de ponta adotada em 2020 é determinada de acordo com o descrito no documento “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2020”.

Os preços dos termos de energia das tarifas de Uso da Rede de Distribuição são obtidos multiplicando os preços marginais de energia, por período horário, pelos respectivos fatores de ajustamento para perdas na rede de Distribuição, em cada nível de tensão.

Os preços das tarifas de Uso da Rede de Distribuição a aplicar pelos operadores da rede de distribuição apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 4-20 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT			PREÇOS
Potência			(EUR/kW.mês)
		Horas de ponta	0,398
		Contratada	0,035
Energia ativa			(EUR/kWh)
Períodos I, IV		Horas de ponta	0,0009
		Horas cheias	0,0007
		Horas de vazio normal	0,0005
		Horas de super vazio	0,0004
Períodos II, III		Horas de ponta	0,0008
		Horas cheias	0,0007
		Horas de vazio normal	0,0005
		Horas de super vazio	0,0004
Energia reativa			(EUR/kvarh)
		Indutiva	0,0231
		Capacitiva	0,0173

Quadro 4-21 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT			PREÇOS
Potência			(EUR/kW.mês)
		Horas de ponta	2,011
		Contratada	0,332
Energia ativa			(EUR/kWh)
Períodos I, IV		Horas de ponta	0,0026
		Horas cheias	0,0021
		Horas de vazio normal	0,0014
		Horas de super vazio	0,0010
Períodos II, III		Horas de ponta	0,0024
		Horas cheias	0,0020
		Horas de vazio normal	0,0013
		Horas de super vazio	0,0010
Energia reativa			(EUR/kvarh)
		Indutiva	0,0252
		Capacitiva	0,0189

Quadro 4-22 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT			PREÇOS
Potência			(EUR/kW.mês)
	Horas de ponta		6,613
	Contratada		0,700
Energia ativa			(EUR/kWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta		0,0053
	Horas cheias		0,0044
	Horas de vazio normal		0,0031
	Horas de super vazio		0,0017
Períodos II, III	Horas de ponta		0,0049
	Horas cheias		0,0041
	Horas de vazio normal		0,0029
	Horas de super vazio		0,0017
Energia reativa			(EUR/kvarh)
	Indutiva		0,0300
	Capacitiva		0,0228

É de notar que, contrariamente à tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, estas tarifas são relativas apenas ao nível de tensão respetivo, não incluindo custos das redes de nível de tensão superior.

Os preços das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT e em MT após conversão para os vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 4-23 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT													
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência (EUR/kW.mês)		Energia ativa (EUR/kWh)								Energia reativa (EUR/kvarh)	
		Horas de ponta	Contratada	Períodos I e IV				Períodos II e III				Fornecida	Recebida
				Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio		
AT	4	0,398	0,035	0,0009	0,0007	0,0005	0,0004	0,0008	0,0007	0,0005	0,0004	0,0231	0,0173
MT	4	0,469	-	0,0009	0,0008	0,0005	0,0004	0,0009	0,0007	0,0005	0,0004	-	-
BTE	4	0,514	-	0,0010	0,0008	0,0006	0,0004	0,0009	0,0008	0,0005	0,0004	-	-
BTN>	3	-	-	0,0071	0,0008	0,0005	0,0004	0,0071	0,0008	0,0005	0,0004	-	-
BTN< tri-horárias	3	-	-	0,0073	0,0008	0,0005	0,0004	0,0073	0,0008	0,0005	0,0004	-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0023	0,0008	0,0005	0,0004	0,0023	0,0008	0,0005	0,0004	-	-
BTN simples	1	-	-	0,0016	0,0008	0,0005	0,0004	0,0016	0,0008	0,0005	0,0004	-	-

Quadro 4-24 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT													
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência (EUR/kW.mês)		Energia ativa (EUR/kWh)								Energia reativa (EUR/kvarh)	
		Horas de ponta	Contratada	Períodos I e IV				Períodos II e III				Fornecida	Recebida
				Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio		
MT	4	2,011	0,332	0,0026	0,0021	0,0014	0,0010	0,0024	0,0020	0,0013	0,0010	0,0252	0,0189
BTE	4	2,726	-	0,0028	0,0023	0,0015	0,0010	0,0026	0,0022	0,0014	0,0011	-	-
BTN>	3	-	-	0,0351	0,0022		0,0013	0,0351	0,0022		0,0013	-	-
BTN< tri-horárias	3	-	-	0,0362	0,0023		0,0014	0,0362	0,0023		0,0014	-	-
BTN bi-horárias	2	-	-		0,0098		0,0014		0,0098		0,0014	-	-
BTN simples	1	-	-			0,0065				0,0065		-	-

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, convertidos para os fornecimentos em BTN, apresentam-se no quadro seguinte.

Quadro 4-25 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT													
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência (EUR/kW.mês)		Energia ativa (EUR/kWh)								Energia reativa (EUR/kvarh)	
		Horas de ponta	Contratada	Períodos I e IV				Períodos II e III				Fornecida	Recebida
				Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio		
BTE	4	6,613	0,700	0,0053	0,0044	0,0031	0,0017	0,0049	0,0041	0,0029	0,0017	0,0300	0,0228
BTN>	3	-	0,700	0,0261	0,0252		0,0026	0,0261	0,0252		0,0026	-	-
BTN< tri-horárias	3	-	0,700	0,0233	0,0224		0,0027	0,0233	0,0224		0,0027	-	-
BTN bi-horárias	2	-	0,700		0,0226		0,0027		0,0226		0,0027	-	-
BTN simples	2	-	0,700			0,0147				0,0147		-	-

4.5 TARIFAS POR ATIVIDADE DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Apresentam-se a seguir os preços das tarifas por atividade a aplicar pelo comercializador de último recurso aos fornecimentos a clientes finais.

De modo a determinar os preços a aplicar em cada nível de tensão e em cada opção tarifária, convertem-se os preços das tarifas por atividade, a aplicar pelo comercializador de último recurso aos fornecimentos aos seus clientes para os diferentes níveis de tensão, por aplicação dos fatores de ajustamento para perdas. Para além disso, nas opções tarifárias com estrutura simplificada, os preços de potência são convertidos em preços de energia por período horário e alguns preços de energia são agregados.

4.5.1 TARIFA TRANSITÓRIA DE ENERGIA

A estrutura dos preços da tarifa transitória de Energia deve refletir a estrutura de preços praticados no mercado grossista, respeitando-se a estrutura dos custos marginais de energia. Para esse efeito os custos marginais são escalados de modo a assegurar-se a recuperação dos proveitos permitidos em 2020 na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica. O fator de escala multiplicativo adotado é igual por período horário.

Os custos marginais a utilizar no cálculo desta tarifa foram determinados de acordo com o descrito no documento da “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2020”.

Os preços da tarifa transitória de Energia a aplicar pelo comercializador de último recurso são apresentados no quadro seguinte.

Quadro 4-26 - Preços da tarifa transitória de Energia

ENERGIA			PREÇOS
Energia ativa			(EUR/kWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta		0,0768
	Horas cheias		0,0718
	Horas de vazio normal		0,0578
	Horas de super vazio		0,0511
Períodos II, III	Horas de ponta		0,0711
	Horas cheias		0,0670
	Horas de vazio normal		0,0552
	Horas de super vazio		0,0537

Os preços da tarifa transitória de Energia convertidos nos vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se no Quadro 4-27.

Quadro 4-27 - Preços da tarifa transitória de Energia nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

PREÇOS DA TARIFA TRANSITÓRIA DE ENERGIA									
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Energia ativa (EUR/kWh)							
		Períodos I e IV				Períodos II e III			
		Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
AT	4	0,0780	0,0728	0,0585	0,0516	0,0723	0,0680	0,0559	0,0542
MT	4	0,0817	0,0758	0,0605	0,0530	0,0757	0,0708	0,0578	0,0557
BTE	4	0,0896	0,0824	0,0650	0,0554	0,0830	0,0770	0,0621	0,0582
BTN>	3	0,0870	0,0796	0,0615		0,0870	0,0796	0,0615	
BTN< tri-horárias	3	0,0882	0,0804	0,0623		0,0882	0,0804	0,0623	
BTN bi-horárias	2	0,0821		0,0623		0,0821		0,0623	
BTN simples	1	0,0739				0,0739			

De acordo com o previsto no artigo 144.º - A do Regulamento Tarifário, os parâmetros β_t e μ_t , para o ano de 2020, são os seguintes:

$$\beta_t = 0,5$$

$$\mu_t = 0,01 \text{ €/kWh}$$

4.5.2 TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO

As tarifas de Comercialização aplicáveis aos fornecimentos em AT, MT, BTE e BTN apresentam uma estrutura binómia sendo constituídas por um termo fixo e um preço de energia sem diferenciação horária.

Os preços das tarifas de Comercialização aplicáveis aos fornecimentos em AT, MT, BTE e BTN são calculados tendo em conta a estrutura de custos médios e as regras de escalamento descritas no documento da “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2020”.

Os preços das tarifas de Comercialização a aplicar pelo comercializador de último recurso apresentam-se no quadro seguinte.

Quadro 4-28 - Preços das tarifas de Comercialização

COMERCIALIZAÇÃO EM AT E MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	(EUR/dia) *	
	4,3	0,1409	
Energia ativa	(EUR/kWh)		
	0,0006		

COMERCIALIZAÇÃO EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	(EUR/dia) *	
	6,13	0,2008	
Energia ativa	(EUR/kWh)		
	0,0006		

COMERCIALIZAÇÃO EM BTN		PREÇOS	
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	(EUR/dia) *	
	0,91	0,0298	
Energia ativa	(EUR/kWh)		
	0,0051		

* RRC art. 119.º, n.º 6

4.6 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

Às entregas a clientes dos operadores das redes de distribuição aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes.

As tarifas de Acesso às Redes a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas dos seus clientes resultam da adição das tarifas de Operação Logística de Mudança de Comercializador, Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte e Uso das Redes de Distribuição.

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorarem em 2020.

Quadro 4-29 - Preços das tarifas de Acesso às Redes

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT			PREÇOS	
Potência			(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
		Horas de ponta	1,331	0,0436
		Contratada	0,702	0,0230
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Períodos I, IV		Horas de ponta	0,0298	
		Horas cheias	0,0223	
		Horas de vazio normal	0,0133	
		Horas de super vazio	0,0133	
Períodos II, III		Horas de ponta	0,0297	
		Horas cheias	0,0223	
		Horas de vazio normal	0,0133	
		Horas de super vazio	0,0133	
Energia reativa			(EUR/kvarh)	
		Indutiva	0,0231	
		Capacitiva	0,0173	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM AT			PREÇOS	
Potência			(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
		Horas de ponta	3,029	0,0993
		Contratada	0,640	0,0210
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Períodos I, IV		Horas de ponta	0,0387	
		Horas cheias	0,0263	
		Horas de vazio normal	0,0140	
		Horas de super vazio	0,0138	
Períodos II, III		Horas de ponta	0,0386	
		Horas cheias	0,0263	
		Horas de vazio normal	0,0140	
		Horas de super vazio	0,0138	
Energia reativa			(EUR/kvarh)	
		Indutiva	0,0231	
		Capacitiva	0,0173	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	5,236	0,1717
	Contratada	0,937	0,0307
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0567	
	Horas cheias	0,0407	
	Horas de vazio normal	0,0146	
	Horas de super vazio	0,0140	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0564	
	Horas cheias	0,0404	
	Horas de vazio normal	0,0145	
	Horas de super vazio	0,0141	
Energia reativa		(EUR/kVarh)	
	Indutiva	0,0252	
	Capacitiva	0,0189	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTE		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Horas de ponta	12,875	0,4221
	Contratada	1,305	0,0428
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0846	
	Horas cheias	0,055	
	Horas de vazio normal	0,0209	
	Horas de super vazio	0,0186	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0838	
	Horas cheias	0,0546	
	Horas de vazio normal	0,0204	
	Horas de super vazio	0,0187	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0300	
	Capacitiva	0,0228	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (>20,7 kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			(EUR/mês)	(EUR/dia) *
	Tarifa tri-horária	27,6	36,10	1,1836
		34,5	45,13	1,4795
		41,4	54,15	1,7754
Energia ativa			(EUR/kWh)	
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1844	
		Horas cheias	0,0664	
		Horas de vazio	0,0173	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (\leq 20,7 kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			(EUR/mês)	(EUR/dia) *
	Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	1,50	0,0493
		2,3	3,01	0,0986
		3,45	4,51	0,1480
		4,6	6,02	0,1973
		5,75	7,52	0,2466
		6,9	9,03	0,2959
		10,35	13,54	0,4439
		13,8	18,05	0,5918
		17,25	22,56	0,7398
		20,7	27,08	0,8877
Energia ativa			(EUR/kWh)	
	Tarifa simples		0,0728	
			0,0999	
	Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0999	
		Horas de vazio	0,0314	
	Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,1851	
		Horas cheias	0,0756	
Hora vazio		0,0314		

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (IP \leq 41,4 kVA e > 20,7 kVA)			PREÇOS	
Potência			(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
		Contratada	1,308	0,0429
Energia ativa			(EUR/kWh)	
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1844	
		Horas cheias	0,0664	
		Horas de vazio	0,0173	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (IP ≤ 20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Contratada	1,308	0,0429
Energia ativa		(EUR/kWh)	
	Tarifa simples	0,0728	
	Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0999
		Horas de vazio	0,0314
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1851
		Horas cheias	0,0756
		Horas de vazio	0,0314

* RRC art. 119.º, n.º 6

De acordo com as regras de faturação de IP, deverá ser aplicada a cada um dos pontos virtuais que agregam todos os circuitos de IP alimentados pelo mesmo Posto de Transformação, a respetiva opção tarifária de acesso às redes, sendo que estas opções tarifárias dependem do valor da potência contratada. Para valores de potência contratada superior a 41,4 kW aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes de BTE, para valores de potência contratada inferiores a 41,4 kVA aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes em BTN.

O Regulamento de Relações Comerciais estabelece que os comercializadores informem, anualmente, os seus clientes sobre o peso dos custos de interesse económico geral na faturação de Acesso às Redes. Para o ano 2020, os parâmetros a aplicar para calcular o valor dos custos de interesse económico geral são os seguintes:

Quadro 4-30 - Parâmetros a aplicar no cálculo do valor dos custos de interesse económico geral

Nível de tensão / Tipo de fornecimento	% (CIEG / Tarifas de Acesso)
MAT	75%
AT	68%
MT	62%
BTE	62%
BTN > 20,7 kVA	59%
BTN ≤ 20,7 kVA	65%

4.7 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS AOS OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO E COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO EXCLUSIVAMENTE EM BT

As tarifas de Acesso às Redes para os operadores da rede de distribuição exclusivamente em BT (ORD BT) resultam da adição das seguintes parcelas: uso da rede de transporte em AT (URT AT) e uso da rede de distribuição em alta tensão (URD AT) convertidas para MT, uso da rede de distribuição em média tensão (URD MT), adicionada da tarifa de uso global do sistema (UGS) aplicável às entregas em BT ajustada para o nível de tensão em MT.

Pretende-se com esta tarifa de acesso às redes garantir um maior equilíbrio no tratamento dos CIEG pagos pelos clientes dos ORD BT, garantindo-se a sua transferência ao longo da cadeia de valor e consequentemente a sua devolução ao ORD AT/ MT. Esta alteração introduzida em 2018 permite ainda tratar em condições de igualdade os ORD BT, independentemente da modalidade escolhida para efeitos de faturação da energia, no que respeita à tarifa de acesso às redes.

Esta alteração tem impactos no valor da faturação do acesso às redes entre o ORD AT/MT e os ORD BT e entre o ORD AT/MT e os comercializadores que abasteçam comercializadores de último recurso exclusivamente em baixa tensão, que tenham optado pela faturação por aplicação da tarifa de acesso às redes em MT.

Os preços desta tarifa foram calculados de modo a repercutir o diferencial de preços entre a tarifa de Uso Global do Sistema em BT, ajustada para perdas para a rede em MT, e a tarifa de Uso Global do Sistema em MT. Por forma a mitigar os impactes tarifários da presente alteração a repercussão do diferencial referido foi implementada de forma gradual a partir das tarifas e preços do ano 2018. Com efeito, as tarifas de Acesso às Redes para os operadores da rede de distribuição exclusivamente em BT para o ano 2020 refletem integralmente o estabelecido no Regulamento Tarifário do setor elétrico.³⁸

Os preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT, para o ano de 2020, apresentam-se no quadro seguinte:

³⁸ Número 3 do artigo 25.º do Regulamento Tarifário do setor elétrico n.º 619/2017, de 18 de dezembro, com as alterações aprovadas pelo Regulamento n.º 76/2019, de 18 de janeiro.

Quadro 4-31 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS AOS ORD E AOS CUR EXCLUSIVAMENTE EM BT			PREÇOS	
Potência			(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Horas de ponta		5,236	0,1717
	Contratada		0,937	0,0307
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta		0,0756	
	Horas cheias		0,0471	
	Horas de vazio normal		0,0236	
	Horas de super vazio		0,0229	
Períodos II, III	Horas de ponta		0,0753	
	Horas cheias		0,0468	
	Horas de vazio normal		0,0235	
	Horas de super vazio		0,0230	
Energia reativa			(EUR/kvarh)	
	Indutiva		0,0252	
	Capacitiva		0,0189	

* RRC art. 119.º, n.º 6

Os preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT repartidos pelas várias tarifas por atividade apresentam-se no Quadro 4-32.

Quadro 4-32 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

PREÇOS DAS TARIFAS POR ATIVIDADE QUE COMPÕEM A TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT APLICÁVEL AOS ORD E AOS CUR EXCLUSIVAMENTE EM BT											
Tarifas por Atividade	Nº períodos horários	Potência (EUR/kW.mês)		Energia ativa (EUR/kWh)							
		Horas de ponta	Contratada	Períodos I e IV				Períodos II e III			
				Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
Uso Global do Sistema	4	-	0,6050	0,0711	0,0433	0,0210	0,0209	0,0711	0,0433	0,0210	0,0209
Uso da Rede de Transporte em AT	4	2,7560	-	0,0010	0,0009	0,0007	0,0006	0,0009	0,0008	0,0007	0,0007
Uso da Rede de Distribuição em AT	4	0,4690	-	0,0009	0,0008	0,0005	0,0004	0,0009	0,0007	0,0005	0,0004
Uso da Rede de Distribuição em MT	4	2,0110	0,3320	0,0026	0,0021	0,0014	0,0010	0,0024	0,0020	0,0013	0,0010
OLMC	-	-	0,0001	-	-	-	-	-	-	-	-

4.8 TARIFAS DA MOBILIDADE ELÉTRICA

O regime jurídico da mobilidade elétrica, que compreende a organização, o acesso e o exercício das atividades de mobilidade elétrica, foi instituído em 2010. Este regime determina que a atividade de gestão de operações da rede de mobilidade elétrica está sujeita a regulação pela ERSE [Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril, alterado pelo Decreto-Lei n.º 170/2012, de 1 de agosto, e pelo Decreto-Lei n.º 90/2014, de 11 de junho].

Os termos e condições do exercício da atividade são os que decorrem da lei e do Regulamento da Mobilidade Elétrica (RME), aprovado pela ERSE [Regulamento n.º 464/2011, de 3 de agosto, recentemente alterado pelo Regulamento ERSE n.º 7/2019, de 11 de outubro].

O RME estabelece as seguintes tarifas no âmbito da mobilidade elétrica [art.º 39.º]:

- Tarifas da entidade gestora da rede de mobilidade elétrica (EGME), as quais são aplicáveis aos comercializadores de eletricidade para a mobilidade elétrica (CEME), aos operadores de pontos de carregamento (OPC) e aos detentores de pontos de carregamento de acesso privativo (DPC).
- Tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica, aplicáveis às entregas da rede de mobilidade elétrica aos utilizadores de veículos elétricos (UVE), em pontos de carregamento com ponto de entrega da rede elétrica de serviço público (RESP) à rede da mobilidade elétrica em BT ou em MT.
- Tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAA e na RAM, aplicável pelas respetivas concessionárias, para aprovisionamento dos CEME para carregamentos nas regiões autónomas.

Estas tarifas são fixadas uma vez por ano para o período compreendido entre 1 de janeiro e 31 de dezembro. Os procedimentos associados à fixação e atualização das Tarifas de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica e das tarifas de Energia e Comercialização aplicáveis à Mobilidade Elétrica na RAA e na RAM são os definidos no Regulamento Tarifário do setor elétrico, enquanto que para as tarifas da EGME a ERSE elabora uma proposta para o ano seguinte, até 15 de outubro de cada ano, e envia-a ao Conselho Tarifário do setor elétrico, para efeitos de emissão de parecer, e à EGME, para recolha de comentários e sugestões [art.º 40.º do RME].

Aplicam-se a estas tarifas o ciclo diário e o ciclo semanal, de acordo com o Artigo 31.º do Regulamento Tarifário [art.º 48.º do RME].

4.8.1 TARIFAS DA EGME APLICÁVEIS AOS CEME, AOS OPC E AOS DPC

A EGME é a entidade responsável por desenvolver e disponibilizar sistemas de informação, comunicação e serviços adequados e que garantam a concretização das obrigações e direitos dos UVE, CEME, OPC e DPC. As tarifas aplicadas pela EGME aos CEME, aos OPC e aos DPC devem proporcionar o montante de proveitos permitidos da atividade de Gestão de Operações da Rede de Mobilidade Elétrica, quando aplicadas às quantidades previstas [art.º 10.º do RME].

O estabelecimento dos proveitos permitidos da atividade regulada da EGME carece do envio pela EGME à ERSE da informação para efeitos de cálculo das tarifas, a vigorar no primeiro ano com uma antecedência mínima de seis meses, em relação à data em que se prevê a entrada em vigor das referidas tarifas. Até à aprovação das tarifas nos termos previstos no RME, os valores das tarifas da EGME aplicáveis aos CEME, aos OPC e aos DPC, são de zero euros [art.º 104.º do RME].

Uma vez que a ERSE não recebeu a informação necessária ao cálculo das tarifas da EGME, estas assumem o valor de zero euros para 2020.

4.8.2 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES DE ENERGIA ELÉTRICA PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA

As tarifas de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica aplicam-se às entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, tanto em Portugal continental como nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira [art.º 39.º do RME]. Estas tarifas são faturadas pelos ORD aos comercializadores do setor elétricos (CSE) que aprovisionem os CEME com entregas em pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica e aos agentes de mercado com entregas em pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica [art.º 9.º do RME].

Existem duas tarifas distintas, em função do nível de tensão do ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica (nível de tensão em que se encontra ligada a instalação elétrica do ponto de carregamento) ser em BT ou em MT [art.º 45.º do RME]. Esta separação resulta do novo RME e permite aplicar de forma mais justa e coerente as tarifas de acesso às redes aplicáveis à mobilidade elétrica. Na situação em que o ponto de entrega é em MT não é utilizada a rede de distribuição em BT, pelo que, ao

abrigo do princípio da aditividade tarifária, não devem os seus utilizadores ser onerados com o pagamento da rede que não utilizam para efeitos do carregamento.

O cálculo subjacente a estas tarifas é então [art.º 45.º do RME]:

- Tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em BT: resulta da tarifa de Acesso às Redes em BTN.
- Tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MT: resulta da tarifa de Acesso às Redes em BTN deduzida da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.

As tarifas são compostas por preços da energia ativa discriminados por período horário, definidos em euros por kWh, pelo que os preços de potência da tarifa de Acesso às Redes em BTN e da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT são convertidos para preços de energia por período tarifário [art.º 45.º do RME].

A opção por uma estrutura apenas com preços de energia e, por isso, sem preços de potência contratada, resulta do facto de a carga a satisfazer (veículos automóveis) variar no tempo e no espaço. Esta variação espacial obriga a variabilizar os conceitos de potência contratada, convertendo-os em preços de energia, através do fator de utilização da potência contratada da tarifa de acesso às redes tri-horária. Com esta conversão assegura-se a neutralidade em termos de pagamentos, pois os preços de energia destas tarifas são superiores aos preços de energia das opções tarifárias bi-horárias e tri-horárias em BTN, com o diferencial a corresponder à recuperação dos custos de potência contratada.

O facto de a estrutura de preços destas tarifas apresentar diferenciação horária (no caso, bi-horária e tri-horária) permite garantir a inexistência de subsídio cruzada com as restantes tarifas de acesso às redes de energia elétrica.

As quantidades de energia ativa para faturação são determinadas nos pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica [art.º 45.º do RME].

As tarifas de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica, aplicáveis a todas as entregas da rede de mobilidade elétrica a UVE, são as constantes do Quadro 4-33 e do Quadro 4-34.

Quadro 4-33 - Preços da Tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MT

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA Pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MT		PREÇOS
Energia ativa		(EUR/kWh)
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,1656
	Horas cheias	0,0570
	Horas de vazio	0,0325
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0811
	Horas de vazio	0,0325

Quadro 4-34 - Preços da Tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em BT

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA Pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em BT		PREÇOS
Energia ativa		(EUR/kWh)
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,1933
	Horas cheias	0,0838
	Horas de vazio	0,0396
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1081
	Horas de vazio	0,0396

A repartição pelas várias tarifas por atividade dos preços das tarifas de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE convertidos nos vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se no Quadro 4-35.

Quadro 4-35 - Preços das Tarifas de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, repartidos pelas várias tarifas por atividade

PREÇOS DAS TARIFAS POR ATIVIDADE QUE COMPÕEM AS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES TRI-HORÁRIAS PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA				
Tarifas por Atividade	N.º períodos horários	Energia ativa (EUR/kWh)		
		Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio
Uso Global do Sistema	3	0,0839	0,0530	0,0298
Uso da Rede de Transporte em AT	3	0,0382	0,0009	0,0008
Uso da Rede de Distribuição em AT	3	0,0073	0,0008	0,0005
Uso da Rede de Distribuição em MT	3	0,0362	0,0023	0,0014
Uso da Rede de Distribuição em BT	3	0,0277	0,0268	0,0071
OLMC	3	0,0000	0,0000	0,0000

PREÇOS DAS TARIFAS POR ATIVIDADE QUE COMPÕEM AS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES BI-HORÁRIAS PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA			
Tarifas por Atividade	N.º períodos horários	Energia ativa (EUR/kWh)	
		Horas de fora de vazio	Horas de vazio
Uso Global do Sistema	2	0,0598	0,0298
Uso da Rede de Transporte em AT	2	0,0092	0,0008
Uso da Rede de Distribuição em AT	2	0,0023	0,0005
Uso da Rede de Distribuição em MT	2	0,0098	0,0014
Uso da Rede de Distribuição em BT	2	0,0270	0,0071
OLMC	2	0,0000	0,0000

4.8.3 TARIFAS DE ENERGIA E COMERCIALIZAÇÃO APLICÁVEIS À MOBILIDADE ELÉTRICA NAS RA

As tarifas de Energia e Comercialização aplicáveis à Mobilidade Elétrica, na RAA e na RAM, aplicam-se aos fornecimentos de eletricidade a realizar, respetivamente, pela concessionária do transporte e distribuição da RAA e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, aos CEME, no âmbito da mobilidade elétrica [art.º 39.º do RME]. Estas tarifas possibilitam o aprovisionamento dos CEME nas regiões autónomas, sem prejuízo de outras possibilidades que existam nas regiões.

Estas tarifas são compostas por preços de energia ativa discriminados por período horário, definidos em euros por kWh [art.º 46.º e art.º 47.º do RME]. Os preços resultam da soma dos preços das seguintes tarifas, aplicáveis a cada região autónoma:

- Tarifa de Energia aplicável às entregas em BTN, com estrutura tri-horária ou bi-horária.
- Tarifa de Comercialização aplicável às entregas em BTN, convertida para preços de energia por período horário.

As quantidades associadas à energia ativa entregue à rede de mobilidade elétrica devem ser determinadas nos pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica, na respetiva região autónoma.

A tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAA consta do Quadro 4-36 e a tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAM no Quadro 4-37.

Quadro 4-36 - Preços da tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAA

TARIFA DE ENERGIA E COMERCIALIZAÇÃO APLICÁVEL À MOBILIDADE ELÉTRICA NA RAA		PREÇOS
Energia ativa		(EUR/kWh)
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,0942
	Horas cheias	0,0864
	Horas de vazio	0,0682
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0881
	Horas de vazio	0,0682

Quadro 4-37 - Preços da tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAM

TARIFA DE ENERGIA E COMERCIALIZAÇÃO APLICÁVEL À MOBILIDADE ELÉTRICA NA RAM		PREÇOS
Energia ativa		(EUR/kWh)
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,0942
	Horas cheias	0,0864
	Horas de vazio	0,0682
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0881
	Horas de vazio	0,0682

4.9 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL

A partir de 1 de janeiro de 2011 procedeu-se à extinção das tarifas reguladas de venda de energia elétrica aos clientes com consumos em muita alta tensão (MAT), alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão especial (BTE), na sequência do disposto no Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, passando a aplicar-se uma tarifa transitória aos clientes finais que continuaram a ser fornecidos pelo comercializador de último recurso.

Adicionalmente, o Decreto-lei n.º 75/2012, de 26 de março, estabeleceu o regime de extinção das tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais com consumos em baixa tensão normal e adotou mecanismos de salvaguarda dos clientes finais economicamente vulneráveis. Durante o regime transitório, o comercializador de último recurso é obrigado a fornecer eletricidade aos clientes finais que ainda não tenham contratado no mercado livre o seu fornecimento, aplicando-se as tarifas transitórias fixadas pela ERSE.

O período transitório de fornecimento pelos comercializadores de último recurso aos clientes que não exerçam o direito de mudança para o mercado livre foi estendido até 31 de dezembro de 2020 (Portaria n.º 144/2017).

Mais recentemente, foi estabelecido o regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas de que podem beneficiar os clientes finais com contrato de fornecimento de eletricidade com um comercializador em regime de mercado, alargando as opções de escolha dos consumidores em BTN a todas as ofertas, quer do mercado liberalizado, quer do mercado regulado.

As tarifas transitórias em MAT encontram-se extintas. As tarifas transitórias em AT, MT, e BT são determinadas pela soma das tarifas de energia, pelas tarifas de comercialização e pelas tarifas de acesso às redes, acrescidas de um montante resultante da aplicação de um fator de agravamento. A Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, estabeleceu o mecanismo de determinação do fator de agravamento incluído na tarifa transitória de venda a clientes finais de gás natural. A Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro, vem estabelecer que as disposições previstas na Portaria n.º 108-A/2015 são aplicáveis ao setor elétrico, com as devidas adaptações. No seguimento da publicação da Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, nas tarifas transitórias em BTN não se aplica qualquer fator de agravamento.

De acordo com o estabelecido no n.º 1, do artigo 2.º- A da Portaria n.º 359/2015, caso o membro do Governo responsável pela área da energia não publique o despacho referido no n.º 1 do artigo 2.º da

Portaria n.º 108-A/2015 até ao dia 15 do último mês do período em curso, cabe à ERSE definir o parâmetro $Y_{i,p}$.

De acordo com o estabelecido no n.º 2, do artigo 2.º- A da Portaria n.º 359/2015, a ERSE pode definir o parâmetro $Y_{i,p}$ até ao dia 30 do último mês do período em curso, para o período p seguinte, devendo assegurar que o resultado da fórmula prevista no n.º 1 do artigo 2.º da Portaria n.º 108-A/2015 não seja negativo.

No Quadro 4-38 apresentam-se os fatores de agravamento aplicáveis a partir do dia 1 de janeiro de 2020, para os fornecimentos em AT, MT e BTE, determinados com base nos valores do parâmetro $Y_{i,p}$, bem como nos valores das variáveis $Te'_{i,p-1}$ e Ce_p . Os fatores de agravamento em BTN são nulos.

Quadro 4-38 - Fatores de agravamento

€/MWh	$Te'_{i,p-1}$	Ce_p	$Te'_{i,p-1}-Ce_p$	$Y_{i,p}$	$FA_{i,p}$
AT	89,78	64,08	25,70	0,66	26,36
MT	85,40	68,30	17,10	0,69	17,79
BTE	89,80	75,05	14,75	-2,90	11,85

$Te'_{(i,p-1)}$ corresponde ao preço médio da tarifa de energia implícita nas tarifas de venda a clientes finais transitórias, por nível de tensão e tipo de fornecimento (AT, MT e BTE) no referencial de consumo, no período anterior $p-1$, integrando todos os custos de aprovisionamento no mercado grossista relativos à compra de energia, serviços de sistema e desequilíbrios e bem como eventuais fatores de agravamento aplicáveis, isto é o valor da tarifa de energia implícita nas TVCF de 2019 acrescida de fator de agravamento.

A variável Ce_p corresponde ao preço médio da tarifa de energia por nível de tensão e tipo de fornecimento (AT, MT e BTE) no referencial de consumo, espectável no período p , integrando todos os custos de aprovisionamento no mercado grossista relativos à compra de energia, serviços de sistema e desequilíbrios, líquida de qualquer fator de agravamento.

A variável $Y_{i,p}$ corresponde ao parâmetro que traduz a variação do fator de agravamento tendo em conta a evolução dos mercados grossistas de eletricidade para 2020, aplicável a cada um dos segmentos de consumidores, cujos valores são definidos por Despacho do Membro do Governo responsável pela área de energia.

Por fim, a variável resultante $FA_{(i,p)}$ corresponde ao fator de agravamento das tarifas do CUR, aplicável a partir de 1 de janeiro de 2020, a cada um dos segmentos de consumidores.

Nos quadros seguintes apresentam-se as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em AT, MT, BTE e BTN a vigorarem a partir de 1 de janeiro de 2020.

Sublinha-se que nas tarifas transitórias para o ano de 2020 foi implementada uma convergência parcial em alguns preços em $BTN < (\leq 20,7 \text{ kVA})$, no sentido de eliminar diferenças de preços motivadas por situações históricas e que não decorrem da soma das tarifas reguladas por atividade.³⁹ Esta convergência parcial foi possível num contexto em que essas diferenças já eram de amplitude reduzida.

³⁹ As diferenças anteriormente existentes ocorriam nos preços de energia ativa em $BTN (\leq 20,7 \text{ kVA e } > 2,3 \text{ kVA})$ e em $BTN \text{ Sazonal } (\leq 20,7 \text{ kVA})$, existindo preços diferentes entre os escalões de potência até 6,9 kVA e os escalões acima de 6,9 kVA.

Quadro 4-39 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM AT			PREÇOS	
Termo tarifário fixo			(EUR/mês)	(EUR/dia) *
			74,24	2,4340
Potência			(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	Contratada	6,413	0,2103
			0,876	0,0287
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	Contratada	6,215	0,2038
			0,724	0,0237
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	Contratada	12,587	0,4127
			0,533	0,0175
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1214	
		Horas cheias	0,0998	
		Horas de vazio normal	0,0754	
		Horas de super vazio	0,0646	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1204	
		Horas cheias	0,1004	
		Horas de vazio normal	0,0766	
		Horas de super vazio	0,0708	
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1338	
		Horas cheias	0,1015	
		Horas de vazio normal	0,0754	
		Horas de super vazio	0,0661	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1348	
		Horas cheias	0,1032	
		Horas de vazio normal	0,0784	
		Horas de super vazio	0,0708	
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1563	
		Horas cheias	0,1143	
		Horas de vazio normal	0,0756	
		Horas de super vazio	0,0675	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1557	
		Horas cheias	0,1140	
		Horas de vazio normal	0,0784	
		Horas de super vazio	0,0714	
Energia reativa			(EUR/kvarh)	
		Indutiva	0,0231	
		Capacitiva	0,0173	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MT			PREÇOS	
Termo tarifário fixo			(EUR/mês)	(EUR/dia) *
			44,80	1,4688
Potência			(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta		9,920	0,3252
	Contratada		1,522	0,0499
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta		9,994	0,3277
	Contratada		1,437	0,0471
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta		14,492	0,4752
	Contratada		0,654	0,0214
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1390	
		Horas cheias	0,1115	
		Horas de vazio normal	0,0773	
		Horas de super vazio	0,0674	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1400	
		Horas cheias	0,1119	
		Horas de vazio normal	0,0786	
		Horas de super vazio	0,0725	
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1434	
		Horas cheias	0,1150	
		Horas de vazio normal	0,0779	
		Horas de super vazio	0,0676	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1484	
		Horas cheias	0,1127	
		Horas de vazio normal	0,0809	
		Horas de super vazio	0,0725	
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,2100	
		Horas cheias	0,1198	
		Horas de vazio normal	0,0812	
		Horas de super vazio	0,0724	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,2092	
		Horas cheias	0,1194	
		Horas de vazio normal	0,0815	
		Horas de super vazio	0,0760	
Energia reativa			(EUR/kvarh)	
		Indutiva	0,0252	
		Capacitiva	0,0189	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTE			PREÇOS	
Termo tarifário fixo			(EUR/mês)	(EUR/dia) *
			23,47	0,7694
Potência			(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta		15,419	0,5056
	Contratada		0,708	0,0232
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta		20,758	0,6806
	Contratada		1,503	0,0493
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,2142	
		Horas cheias	0,1351	
		Horas de vazio normal	0,0905	
		Horas de super vazio	0,0792	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,2134	
		Horas cheias	0,1322	
		Horas de vazio normal	0,0901	
		Horas de super vazio	0,0797	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1638	
		Horas cheias	0,1305	
		Horas de vazio normal	0,0864	
		Horas de super vazio	0,0751	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1622	
		Horas cheias	0,1305	
		Horas de vazio normal	0,0850	
		Horas de super vazio	0,0764	
Energia reativa			(EUR/kvarh)	
		Indutiva	0,0300	
		Capacitiva	0,0228	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (>20,7 kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			(EUR/mês)	(EUR/dia) *
	Tarifa de médias utilizações	27,6	37,85	1,2411
		34,5	47,12	1,5448
		41,4	56,38	1,8484
	Tarifa de longas utilizações	27,6	92,41	3,0299
		34,5	115,39	3,7832
		41,4	138,36	4,5362
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa de médias utilizações	Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,2856	
		Horas cheias	0,1513	
		Horas de vazio	0,0839	
	Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,2388	
		Horas cheias	0,1381	
		Horas de vazio	0,0815	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			(EUR/mês)	(EUR/dia) *
	Tarifa simples, bi-horária e tri- horária	3,45	5,06	0,1660
		4,6	6,58	0,2157
		5,75	8,09	0,2652
		6,9	9,60	0,3147
		10,35	14,13	0,4631
		13,8	18,65	0,6116
		17,25	23,18	0,7600
		20,7	27,71	0,9084
Energia ativa			(EUR/kWh)	
	Tarifa simples $\leq 6,9$ kVA		0,1543	
	Tarifa simples $> 6,9$ kVA		0,1543	
	Tarifa bi-horária $\leq 6,9$ kVA	Horas de fora de vazio	0,1873	
		Horas de vazio	0,1013	
	Tarifa bi-horária $> 6,9$ kVA	Horas de fora de vazio	0,1873	
		Horas de vazio	0,1013	
	Tarifa tri-horária $\leq 6,9$ kVA	Horas de ponta	0,2273	
		Horas cheias	0,1696	
		Horas de vazio	0,1013	
	Tarifa tri-horária $> 6,9$ kVA	Horas de ponta	0,2273	
		Horas cheias	0,1696	
		Horas de vazio	0,1013	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ($\leq 2,3$ kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			(EUR/mês)	(EUR/dia) *
	Tarifa simples, bi- horária e tri-horária	1,15	2,46	0,0805
		2,3	4,31	0,1412
Energia ativa			(EUR/kWh)	
	Tarifa simples		0,1457	
	Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1873	
		Horas de vazio	0,1013	
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2273	
		Horas cheias	0,1696	
		Horas de vazio	0,1013	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (>20,7 kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			(EUR/mês)	(EUR/dia) *
	Tarifa tri-horária	27,6	30,29	0,9931
		34,5	37,86	1,2413
		41,4	45,42	1,4891
Energia ativa			(EUR/kWh)	
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2982	
		Horas cheias	0,1543	
		Horas de vazio	0,0839	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (≤20,7 kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			(EUR/mês)	(EUR/dia) *
	Tarifa simples	3,45	2,29	0,0750
		4,6	3,21	0,1052
		5,75	4,13	0,1355
		6,9	5,06	0,1658
		10,35	7,63	0,2503
		13,8	10,27	0,3367
		17,25	12,84	0,4209
		20,7	15,53	0,5091
	Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	4,96	0,1626
		4,6	6,31	0,2069
		5,75	7,62	0,2499
		6,9	9,03	0,2962
		10,35	11,95	0,3920
		13,8	14,56	0,4773
	17,25	17,10	0,5605	
	20,7	19,77	0,6481	
Energia ativa			(EUR/kWh)	
	Tarifa simples ≤6,9 kVA		0,1733	
	Tarifa simples >6,9 kVA		0,1733	
	Tarifa bi-horária ≤6,9 kVA	Horas de fora de vazio	0,1999	
		Horas de vazio	0,1010	
	Tarifa bi-horária >6,9 kVA	Horas de fora de vazio	0,1999	
		Horas de vazio	0,1010	
	Tarifa tri-horária ≤6,9 kVA	Horas de ponta	0,3236	
		Horas cheias	0,1689	
		Horas de vazio	0,1010	
	Tarifa tri-horária >6,9 kVA	Horas de ponta	0,3236	
		Horas cheias	0,1689	
		Horas de vazio	0,1010	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (IP ≤ 41,4 kVA e > 20,7 kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Tarifa de médias utilizações		1,37	0,0448
	Tarifa de longas utilizações		3,34	0,1097
Energia ativa			(EUR/kWh)	
	Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,2856	
		Horas cheias	0,1513	
		Horas de vazio	0,0839	
	Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,2388	
		Horas cheias	0,1381	
		Horas de vazio	0,0815	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (IP ≤ 20,7 kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
			1,49	0,0488
Energia ativa			(EUR/kWh)	
	Tarifa simples ≤6,9 kVA		0,1543	
	Tarifa simples >6,9 kVA		0,1543	
	Tarifa bi-horária ≤6,9 kVA	Horas de fora de vazio	0,1873	
		Horas de vazio	0,1013	
	Tarifa bi-horária >6,9 kVA	Horas de fora de vazio	0,1873	
		Horas de vazio	0,1013	
	Tarifa tri-horária ≤6,9 kVA	Horas de ponta	0,2273	
		Horas cheias	0,1696	
		Horas de vazio	0,1013	
	Tarifa tri-horária >6,9 kVA	Horas de ponta	0,2273	
		Horas cheias	0,1696	
		Horas de vazio	0,1013	

* RRC art. 119.º, n.º 6

Em 2020, mantém-se em vigor o regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas, aprovado pela Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, regulamentado pela Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro e a Diretiva ERSE 1/2018, de 3 de janeiro. Assim, as faturas dos comercializadores devem conter o conteúdo mínimo a publicitar relativamente à oferta equiparada ao mercado regulado.

4.10 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA

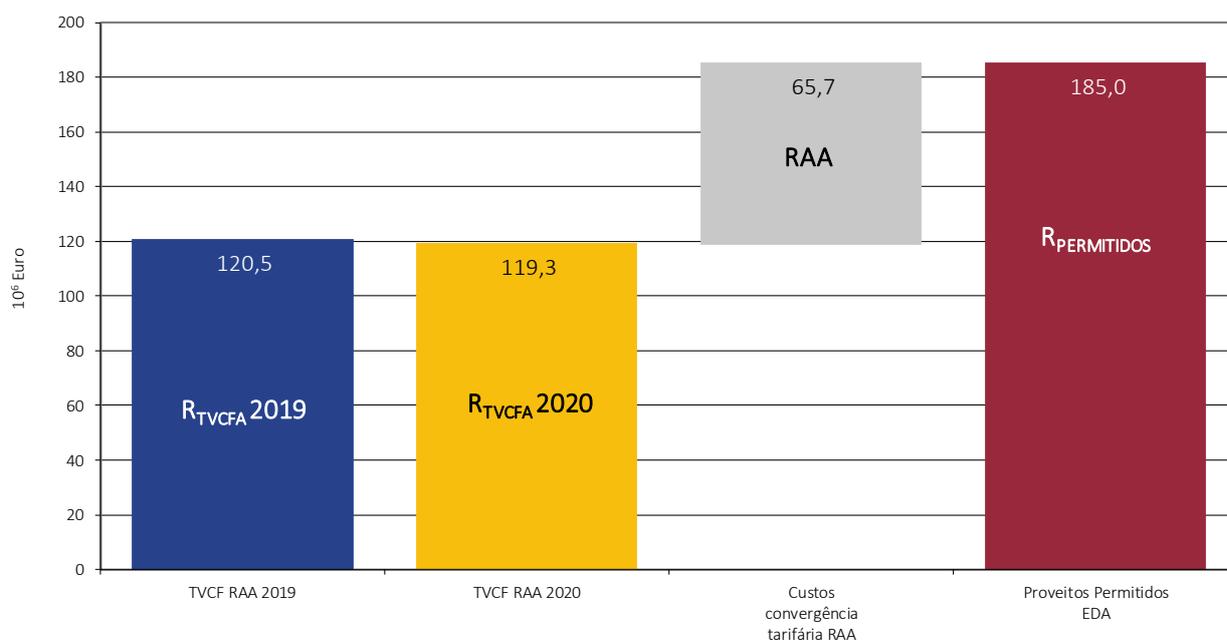
O princípio da convergência tarifária nas Regiões Autónomas pressupõe que os preços pagos pela energia elétrica pelos consumidores da região autónoma sejam iguais aos que seriam pagos com a aplicação das tarifas de Portugal continental a esses mesmos fornecimentos.

Esta igualdade de preços, a implementar gradualmente, deve centrar-se em primeiro lugar no preço médio global de cada Região Autónoma, de seguida no preço médio pago pelos consumidores de cada nível de tensão ou tipo de fornecimento e, por fim, nos preços das diversas variáveis de faturação de cada opção tarifária, ou seja, no preço médio pago por cada cliente.

O processo de convergência tarifária entre as tarifas da RAA e de Portugal continental em 2020 encontra-se descrito no documento “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2020”.

Na Figura 4-1 apresentam-se os proveitos a recuperar em 2020 pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA evidenciando-se os custos com a convergência tarifária a incluir na tarifa de UGS (“RAA”).

Figura 4-1 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA



RTVCFA 2019 - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF da RAA em 2019

RTVCFA 2020 - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF da RAA em 2020

RAA - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores a incorporar na tarifa UGS

Rpermitidos - Proveitos Permitidos à EDA em 2020

A aplicação em 2020 na Região Autónoma dos Açores de tarifas de Venda a Clientes Finais iguais às de 2019 proporcionaria 120,5 milhões de euros. A aplicação das tarifas aditivas do Continente proporcionaria 119,3 milhões de euros. Os custos com a convergência tarifária a incluir na UGS resultam da diferença entre

os proveitos permitidos nas atividades reguladas da EDA e o valor dos proveitos proporcionados pela aplicação das tarifas aditivas do Continente às quantidades da RAA.

4.10.1 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA A VIGORAREM EM 2020

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2020, resultantes do mecanismo de convergência para as tarifas aditivas de Portugal continental, apresentam-se nos quadros seguintes.

Sublinha-se que nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA para o ano de 2020 foi implementada uma convergência parcial em alguns preços em BTN < ($\leq 20,7$ kVA), no sentido de eliminar diferenças de preços motivadas por situações históricas e que não decorrem da soma das tarifas reguladas por atividade.⁴⁰ Esta convergência parcial foi possível num contexto em que essas diferenças já eram de amplitude reduzida.

Quadro 4-40 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM MT			PREÇOS	
Termo tarifário fixo			(EUR/mês)	(EUR/dia)*
			4,30	0,1409
Potência			(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
Horas de ponta			7,968	0,2612
Contratada			1,140	0,0374
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta		0,1276	
	Horas cheias		0,1078	
	Horas de vazio normal		0,0742	
	Horas de super vazio		0,0633	
Períodos II, III	Horas de ponta		0,1266	
	Horas cheias		0,1077	
	Horas de vazio normal		0,0737	
	Horas de super vazio		0,0704	
Energia reativa			(EUR/kvarh)	
Indutiva			0,0255	
Capacitiva			0,0189	

* RRC art. 119.º, n.º 6

⁴⁰ As diferenças anteriormente existentes ocorriam nos preços de potência em BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA), existindo preços diferentes entre a opção tarifária simples e as opções tarifárias bi- e tri-horárias.

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTE			PREÇOS	
Termo tarifário fixo			(EUR/mês)	(EUR/dia)*
			6,13	0,2008
Potência			(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
Horas de ponta			17,865	0,5857
Contratada			1,267	0,0415
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta		0,1474	
	Horas cheias		0,1283	
	Horas de vazio normal		0,0840	
	Horas de super vazio		0,0746	
Períodos II, III	Horas de ponta		0,1469	
	Horas cheias		0,1283	
	Horas de vazio normal		0,0833	
	Horas de super vazio		0,0748	
Energia reativa			(EUR/kvarh)	
Indutiva			0,0304	
Capacitiva			0,0229	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>20,7 kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa tri-horária	27,6		37,83	1,2403
	34,5		47,12	1,5449
	41,4		56,41	1,8496
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,2931	
	Horas cheias		0,1513	
	Horas de vazio		0,0823	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA)			PREÇOS		
Potência contratada			(EUR/mês)	(EUR/dia)*	
Tarifa simples		3,45	5,07	0,1663	
		4,6	6,61	0,2166	
		5,75	8,06	0,2642	
		6,9	9,57	0,3137	
		10,35	14,04	0,4604	
		13,8	18,51	0,6070	
		17,25	22,93	0,7517	
		20,7	27,63	0,9057	
	Tarifa bi-horária e tri-horária		3,45	5,07	0,1663
			4,6	6,61	0,2166
			5,75	8,06	0,2642
			6,9	9,57	0,3137
			10,35	14,04	0,4604
			13,8	18,51	0,6070
		17,25	22,93	0,7517	
	20,7	27,63	0,9057		
Energia ativa			(EUR/kWh)		
	Tarifa simples		0,1575		
Tarifa bi-horária		Horas de fora de vazio	0,1885		
		Horas de vazio	0,0989		
Tarifa tri-horária		Horas de ponta	0,2264		
		Horas cheias	0,1630		
		Horas de vazio	0,0989		

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN ($\leq 2,3$ kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária		1,15	2,13	0,0699
		2,3	3,83	0,1254
Energia ativa			(EUR/kWh)	
	Tarifa simples		0,1518	
Tarifa bi-horária		Horas de fora de vazio	0,1885	
		Horas de vazio	0,0989	
Tarifa tri-horária		Hora ponta	0,2264	
		Hora cheias	0,1630	
		Hora vazio	0,0989	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (IP ≤ 41,4 kVA e > 20,7 kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
			1,37	0,0448
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,2931	
	Horas cheias		0,1513	
	Horas de vazio		0,0823	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (IP ≤ 20,7 kVA)			PREÇOS		
Potência contratada			(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*	
			1,44	0,0471	
Energia ativa			(EUR/kWh)		
Tarifa tri-horária	Tarifa simples		0,1575		
	Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1885		
		Horas de vazio	0,0989		
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,2264	
		Horas cheias		0,1630	
		Horas de vazio		0,0989	

* RRC art. 119.º, n.º 6

4.11 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM

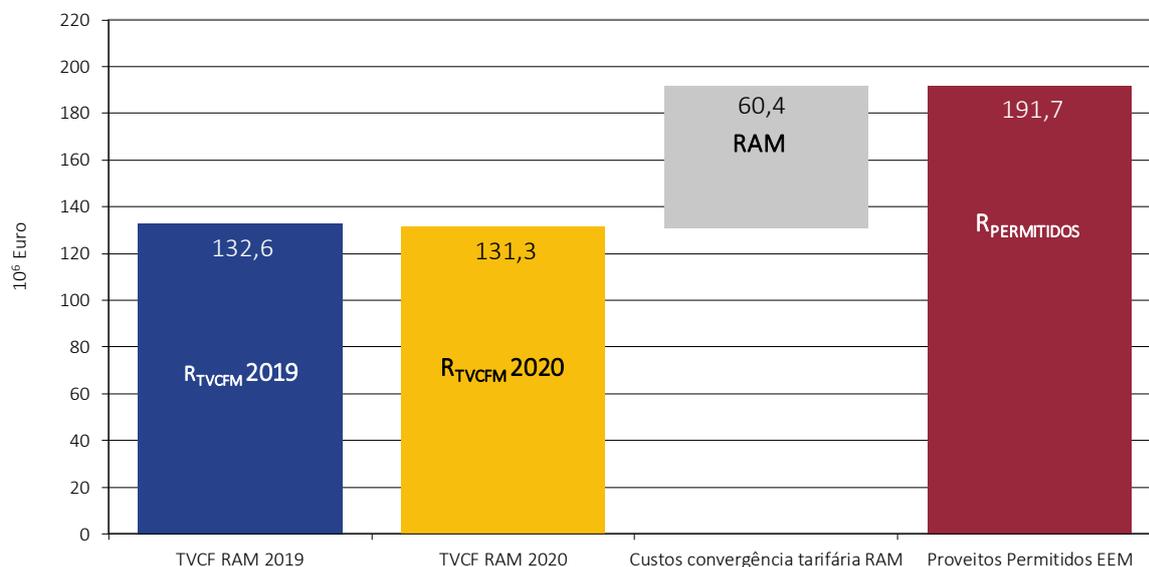
O princípio da convergência tarifária nas Regiões Autónomas pressupõe que os preços pagos pela energia elétrica pelos consumidores da região autónoma sejam iguais aos que seriam pagos com a aplicação das tarifas de Portugal continental a esses mesmos fornecimentos.

Esta igualdade de preços, a implementar gradualmente, deve centrar-se em primeiro lugar no preço médio global de cada Região Autónoma, de seguida no preço médio pago pelos consumidores de cada nível de tensão ou tipo de fornecimento e, por fim, nos preços das diversas variáveis de faturação de cada opção tarifária, ou seja, no preço médio pago por cada cliente.

O processo de convergência tarifária entre as tarifas da RAM e de Portugal continental em 2020 encontra-se descrito no documento “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2020”.

Na Figura 4-2 apresentam-se os proveitos a recuperar em 2020 pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM evidenciando-se os custos com a convergência tarifária a incluir na tarifa de UGS (“RAM”).

Figura 4-2 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM



RTVCFM2019 - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF da RAM em 2019

RTVCFM2020 - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF da RAM em 2020

RAM - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira a incorporar na tarifa UGS

R_{permitted} - Proveitos Permitidos à EEM em 2020

A aplicação em 2020 na Região Autónoma da Madeira de tarifas de Venda a Clientes Finais iguais às de 2019 proporcionaria 132,6 milhões de euros. A aplicação das tarifas aditivas do Continente proporcionaria 131,3 milhões de euros. Os custos com a convergência tarifária a incluir na tarifa de UGS resultam da diferença entre os proveitos permitidos nas atividades reguladas da EEM e o valor dos proveitos proporcionados pela aplicação das tarifas aditivas do Continente às quantidades da RAM.

4.11.1 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM A VIGORAREM EM 2020

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2020, resultantes do mecanismo de convergência para as tarifas aditivas de Portugal continental, apresentam-se nos quadros seguintes.

Sublinha-se que nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM para o ano de 2020 foi implementada uma convergência parcial em alguns preços em BTN < ($\leq 20,7$ kVA), no sentido de eliminar diferenças de preços

motivadas por situações históricas e que não decorrem da soma das tarifas reguladas por atividade.⁴¹ Esta convergência parcial foi possível num contexto em que essas diferenças já eram de amplitude reduzida.

Quadro 4-41 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM MT			PREÇOS	
Termo tarifário fixo			(EUR/mês)	(EUR/dia)*
			4,30	0,1409
Potência			(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
Horas de ponta			7,865	0,2579
Contratada			1,124	0,0369
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta		0,1250	
	Horas cheias		0,1060	
	Horas vazio normal		0,0736	
	Horas super vazio		0,0620	
Períodos II, III	Horas de ponta		0,1221	
	Horas cheias		0,1058	
	Horas vazio normal		0,0732	
	Horas super vazio		0,0698	
Energia reativa			(EUR/kvarh)	
Indutiva			0,0254	
Capacitiva			0,0190	

* RRC art. 119.º, n.º 6

⁴¹ As diferenças anteriormente existentes ocorriam nos preços de potência em BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA), existindo preços diferentes entre a opção tarifária simples e as opções tarifárias bi- e tri-horárias.

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTE			PREÇOS	
Termo tarifário fixo			(EUR/mês)	(EUR/dia)*
			6,13	0,2008
Potência			(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta		18,009	0,5905
	Contratada		1,243	0,0408
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta		0,1491	
	Horas cheias		0,1286	
	Horas vazio normal		0,0845	
	Horas super vazio		0,0746	
Períodos II, III	Horas de ponta		0,1481	
	Horas cheias		0,1286	
	Horas vazio normal		0,0833	
	Horas super vazio		0,0750	
Energia reativa			(EUR/kvarh)	
	Indutiva		0,0304	
	Capacitiva		0,0231	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (>20,7 kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa tri-horária	27,6		34,15	1,1196
	34,5		41,83	1,3715
	41,4		49,50	1,6230
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,2933	
	Horas cheias		0,1513	
	Horas de vazio		0,0762	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples		3,45	5,03	0,1650
		4,6	6,55	0,2147
		5,75	8,00	0,2623
		6,9	9,50	0,3114
		10,35	13,99	0,4587
		13,8	18,44	0,6046
		17,25	22,89	0,7505
		20,7	27,34	0,8964
Tarifa bi-horária e tri-horária		3,45	5,03	0,1650
		4,6	6,55	0,2147
		5,75	8,00	0,2623
		6,9	9,50	0,3114
		10,35	13,99	0,4587
		13,8	18,44	0,6046
		17,25	22,89	0,7505
		20,7	27,34	0,8964
Energia ativa			(EUR/kWh)	
	Tarifa simples		0,1570	
Tarifa bi-horária		Horas de fora de vazio	0,1873	
		Horas de vazio	0,0988	
Tarifa tri-horária		Horas ponta	0,2211	
		Horas cheias	0,1655	
		Horas vazio	0,0988	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ($\leq 2,3$ kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária		1,15	2,05	0,0672
		2,3	3,63	0,1192
Energia ativa			(EUR/kWh)	
	Tarifa simples		0,1517	
Tarifa bi-horária		Horas de fora de vazio	0,1873	
		Horas de vazio	0,0988	
Tarifa tri-horária		Hora ponta	0,2211	
		Horas cheias	0,1655	
		Hora vazio	0,0988	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (IP ≤ 41,4 kVA e > 20,7 kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
			1,22	0,0398
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,2933	
	Horas cheias		0,1513	
	Horas de vazio		0,0762	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (IP ≤ 20,7 kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
			1,42	0,0464
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa simples			0,1570	
	Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1873	
		Horas de vazio	0,0988	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,2211	
	Horas cheias		0,1655	
	Horas de vazio		0,0988	

* RRC art. 119.º, n.º 6

4.12 TARIFA SOCIAL

A existência de uma tarifa social, aplicável aos consumidores domésticos de eletricidade que se encontrem em situação de carência socioeconómica é uma das medidas adotadas, no quadro da proteção dos clientes vulneráveis e do aprofundamento da liberalização do mercado energético, sem prejuízo dos princípios da transparência, da igualdade de tratamento e da não discriminação que devem estar subjacentes à aplicação de tais medidas, em conformidade com a Diretiva 2009/72/EC, de 13 de julho.

O Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, na redação do Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, criou a tarifa social de fornecimento de eletricidade a aplicar a clientes finais economicamente vulneráveis, prevendo que a tarifa social é calculada mediante a aplicação de um desconto na tarifa de acesso às redes em baixa tensão normal, nos termos do Regulamento Tarifário aplicável ao setor elétrico. A aplicação de um desconto no acesso às redes permite garantir o acesso a todos os consumidores a este regime, independentemente do seu comercializador de energia elétrica.

A ERSE estabelece a tarifa social de Acesso às Redes e a tarifa social de Venda a Clientes Finais aplicável pelo comercializador de último recurso.

A Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, nos termos do artigo 121.º, redesenhou os descontos sociais existentes para o acesso ao serviço essencial de fornecimento de energia, com vista à aplicação de um modelo único e automático e ao alargamento do atual número de beneficiários efetivos, sem diminuição do valor do desconto face aos descontos sociais em vigor.

A referida Lei n.º 7-A/2016, nos termos do artigo 215.º, procedeu também à revogação do regime de apoio social extraordinário ao consumidor de energia (ASECE) aprovado pelo Decreto-Lei n.º 102/2011, de 30 de setembro, integrando-se na tarifa social de acesso às redes, de modo a permitir a atribuição dos descontos de forma harmonizada aos consumidores vulneráveis por todos os comercializadores.

O desconto da tarifa social é aprovado por Despacho do membro do Governo responsável pela área de energia. O valor aprovado para 2020 é um desconto de 33,8% sobre as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais, mantendo-se assim o desconto atualmente em vigor.

No cálculo da tarifa social de acesso às redes o referido desconto é prioritariamente aplicado no termo de potência contratada, essencialmente por dois motivos:

- Para não distorcer o sinal dado pelo preço de energia e fomentar uma utilização eficiente da energia elétrica;
- Reduzir barreiras ao acesso à energia elétrica a consumidores vulneráveis com consumos reduzidos, através de uma tarifa mais variabilizada.

O desconto das tarifas de acesso às redes é idêntico em €/kVA para todas as opções tarifárias e escalões de potência, de modo a manter a racionalidade entre os diversos preços de potência contratada das várias opções tarifárias e escalões de potência. Adicionalmente são previstos descontos nos preços de energia das tarifas de acesso às redes, de modo a assegurar-se o valor de desconto global de 33,8%. O desconto das tarifas de venda a clientes finais é idêntico ao desconto das tarifas de acesso às redes, sendo comum para Portugal continental e para as Regiões Autónomas.

As tarifas sociais são aplicáveis aos beneficiários do complemento solidário para idosos, aos beneficiários do rendimento social de inserção, aos beneficiários do subsídio social de desemprego, aos beneficiários do abono de família, aos beneficiários da pensão social de invalidez, aos beneficiários da pensão social de

velhice e aos clientes finais economicamente vulneráveis considerados pessoas singulares que, no universo dos clientes finais de energia elétrica em baixa tensão normal, obtenham um rendimento anual inferior ao rendimento anual máximo⁴², ainda que não beneficiem de qualquer prestação social.

O universo de clientes finais beneficiários da tarifa social tem aumentado significativamente, ascendendo no terceiro trimestre de 2019 a cerca de 761 mil clientes em Portugal Continental e a cerca de 43,4 mil clientes nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

No Quadro 4-42 apresenta-se a previsão para o número de beneficiários com tarifa social em 2020 e para o correspondente valor do desconto que será suportado pelos titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, na proporção da potência instalada de cada centro electroprodutor. Entende-se por titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, os que exercem a atividade de produção que não esteja abrangida por um regime jurídico especial de produção de eletricidade, nos termos do artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, bem como, os titulares dos aproveitamentos hidroelétricos com potência superior a 10 MVA.

Quadro 4-42 - Clientes tarifa social e valor global do desconto

	Nº clientes beneficiários tarifa social	Desconto a suportar pelos Produtores (Mil €)
Portugal continental	762 822	102 623
RA Açores	19 157	2 837
RA Madeira	23 141	3 433

4.12.1 TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES A VIGORAR EM 2020

Às entregas a clientes economicamente vulneráveis dos operadores das redes de distribuição, aplicam-se as tarifas sociais de Acesso às Redes.

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas sociais de Acesso às Redes a vigorarem em 2020.

⁴² Considera-se economicamente vulnerável o cliente final que integre um agregado familiar cujo rendimento total, anual, seja igual ou inferior a € 5.808, acrescido de 50 % por cada elemento do agregado familiar que não aufera qualquer rendimento, até um máximo de 10.

Quadro 4-43 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes

TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (≤ 6,9 kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			(EUR/mês)	(EUR/dia) *
	Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,07	0,0024
		2,3	0,15	0,0049
		3,45	0,23	0,0074
		4,6	0,30	0,0099
		5,7	0,38	0,0123
		6,9	0,45	0,0148
Energia ativa			(EUR/kWh)	
	Tarifa simples		0,0403	
	Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0662	
		Horas de vazio	0,0005	
	Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,1471	
		Hora cheias	0,0430	
		Hora vazio	0,0005	

* RRC art. 119.º, n.º 6

Os valores do desconto da tarifa social a aplicar às entregas a clientes economicamente vulneráveis, para o ano de 2020, são os seguintes:

Quadro 4-44 - Preços do desconto da tarifa social de Acesso às Redes

DESCONTO TARIFA SOCIAL EM BTN (≤ 6,9 kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			(EUR/mês)	(EUR/dia) *
	Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	1,43	0,0469
		2,3	2,86	0,0937
		3,45	4,29	0,1406
		4,6	5,72	0,1874
		5,7	7,14	0,2343
		6,9	8,57	0,2811
Energia ativa			(EUR/kWh)	
	Tarifa simples		0,0325	
	Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0337	
		Horas de vazio	0,0309	
	Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,0380	
		Hora cheias	0,0326	
		Hora vazio	0,0309	

* RRC art. 119.º, n.º 6

Os valores indicados no Quadro 4-44 resultam da diferença entre os valores das tarifas de Acesso às Redes em $BTN \leq 6,9$ kVA referidas no Quadro 4-29 e as tarifas sociais de Acesso às Redes referidas no Quadro 4-43, sendo de aplicação obrigatória a cada oferta comercial disponibilizada por cada comercializador.

4.12.2 TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO A VIGORAREM EM 2020

A tarifa social de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso a vigorar em 2020 apresenta-se nos quadros seguintes.

Quadro 4-45 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em Portugal continental

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ($\leq 6,9$ kVA e $> 2,3$ kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			(EUR/mês)	(EUR/dia) *
	Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	0,77	0,0254
		4,6	0,86	0,0283
		5,7	0,94	0,0309
		6,9	1,02	0,0336
Energia ativa			(EUR/kWh)	
	Tarifa simples		0,1218	
	Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1536	
		Horas de vazio	0,0704	
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1893	
		Horas cheias	0,1370	
		Horas de vazio	0,0704	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ($\leq 2,3$ kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			(EUR/mês)	(EUR/dia) *
	Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	1,02	0,0336
		2,3	1,45	0,0475
Energia ativa			(EUR/kWh)	
	Tarifa simples		0,1132	
	Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1536	
		Horas de vazio	0,0704	
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1893	
		Horas cheias	0,1370	
		Horas de vazio	0,0704	

* RRC art. 119.º, n.º 6

Quadro 4-46 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso na Região Autónoma dos Açores

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN ($\leq 6,9$ kVA e $> 2,3$ kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			(EUR/mês)	(EUR/dia) *
Tarifa simples		3,45	0,78	0,0257
		4,6	0,89	0,0292
		5,75	0,91	0,0299
		6,9	0,99	0,0326
Tarifa bi-horária e tri-horária		3,45	0,78	0,0257
		4,6	0,89	0,0292
		5,75	0,91	0,0299
		6,9	0,99	0,0326
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa simples			0,1250	
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio		0,1548	
	Horas de vazio		0,0680	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,1884	
	Horas cheias		0,1304	
	Horas de vazio		0,0680	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN ($\leq 2,3$ kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			(EUR/mês)	(EUR/dia) *
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária		1,15	0,70	0,0230
		2,3	0,97	0,0317
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa simples			0,1193	
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio		0,1548	
	Horas de vazio		0,0680	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,1884	
	Horas cheias		0,1304	
	Horas de vazio		0,0680	

* RRC art. 119.º, n.º 6

Quadro 4-47 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso na Região Autónoma da Madeira

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ($\leq 6,9$ kVA e $> 2,3$ kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			(EUR/mês)	(EUR/dia) *
Tarifa simples		3,45	0,74	0,0244
		4,6	0,83	0,0273
		5,75	0,85	0,0280
		6,9	0,92	0,0303
Tarifa bi-horária e tri-horária		3,45	0,74	0,0244
		4,6	0,83	0,0273
		5,75	0,85	0,0280
		6,9	0,92	0,0303
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa simples			0,1245	
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio		0,1536	
	Horas de vazio		0,0679	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,1831	
	Horas cheias		0,1329	
	Horas de vazio		0,0679	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ($\leq 2,3$ kVA)			PREÇOS	
Potência			(EUR/mês)	(EUR/dia) *
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária		1,15	0,62	0,0203
		2,3	0,78	0,0255
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa simples			0,1192	
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio		0,1536	
	Horas de vazio		0,0679	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,1831	
	Horas cheias		0,1329	
	Horas de vazio		0,0679	

* RRC art. 119.º, n.º 6

5 PARÂMETROS PARA A DEFINIÇÃO DAS TARIFAS

5.1 PARÂMETROS A VIGORAR EM 2020

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$r_{CVEE,t}$	4,88%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, prevista para 2020, em percentagem	Art.º 89.º
δ_{t-2}	0,50%	<i>Spread</i> de 2018, em pontos percentuais	-
δ_{t-1}	0,50%	<i>Spread</i> de 2019, em pontos percentuais	-
-	1 215	Custos afetos à atividade de OLMC para o setor elétrico, aceites pela ERSE, previstos para o ano t	Art.º 90.º
$CEE_{GS,t}$	16 962	Custos de exploração sujeitos à aplicação de metas de eficiência da atividade de gestão global do sistema, no ano t	Art.º 92.º
$r_{GS,t}$	4,88%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à gestão do sistema, resultante da metodologia definida para o período de regulação, em percentagem	Art.º 92.º
$r_{ltr,II}$	1,34%	Taxa a determinar pela ERSE relativa a encargos financeiros associada aos pagamentos de contratos de interruptibilidade, de acordo com a legislação em vigor, em percentagem	Art.º 92.º
$FCE_{URT,t}$	29 986	Componente fixa dos custos de exploração afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, no ano t	Art.º 95.º
$VCE_{iURT,t}$	5 064,14361	Custo incremental associado aos painéis de subestações, aceite no ano t (em EUR/painel de subestação)	Art.º 95.º
$VCE_{iURT,t}$	398,09785	Custo incremental associado à extensão de rede, aceite para o ano t (em EUR/km)	Art.º 95.º
$r_{CA,URT,t}$	4,88%	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, prevista para o ano t , em percentagem	Art.º 95.º
$r_{CREF,URT,t}$	5,63%	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos calculados com base em custos de referência, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, prevista para o ano t , em percentagem	Art.º 95.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
r_{CEG}	6,75%	Taxa de encargos de estrutura e gestão aplicável no mecanismo de custos de referência para os investimentos da atividade de TEE em 2020	Art.º 95.º
$r_{URD,t}$	5,13%	Taxa de remuneração dos ativos fixos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, prevista para 2020, em percentagem	Art.º 102.º
$FCE_{URD,NT,t}$	22071	Componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 102.º
$VCE_{iURD,NT,t}$	0,97676	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia elétrica distribuída em AT/MT, em Euros por MWh	Art.º 102.º
$VCE_{iURD,NT,t}$	530,95042	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à extensão da rede em AT/MT, em Euros por km	Art.º 102.º
$VC_{iURD,BT,1}$	1151,83108	Componente variável unitária dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada às condições de financiamento, para o nível de tensão de BT, em milhões de euros por taxa de remuneração	Art.º 103.º
$VC_{iURD,BT,1}$	2175,31881	Componente variável unitária dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à potência instalada, para o nível de tensão de BT, em euros por MVA	Art.º 103.º
$VC_{iURD,BT,1}$	311,60114	Componente variável unitária dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada aos quilómetros de rede, para o nível de tensão de BT, em euros por km	Art.º 103.º
$VC_{iURD,BT,1}$	35,04361	Componente variável unitária dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada ao número de clientes, para o nível de tensão de BT, em euros por cliente	Art.º 103.º
$r_{CVPRE,t}^{CR}$	5,13%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE, prevista para 2020, em percentagem	Art.º 105.º
$r_{CVVEE,t}^{CR}$	5,13%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento de clientes, prevista para 2020, em percentagem	Art.º 106.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$FC_{NT,t}$	29	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em NT, em milhares de euros	Art.º 109.º
$V_{C,NT,t}$	76,08447	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em NT, em euros por consumidor	Art.º 109.º
$FC_{BTE,t}$	36	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BTE, em milhares de euros	Art.º 109.º
$V_{C,BTE,t}$	44,77103	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BTE, em euros por consumidor	Art.º 109.º
$FC_{BTN,t}$	10 022	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BTN, em milhares de euros	Art.º 109.º
$V_{C,BTN,t}$	11,74968	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BTN, em euros por consumidor	Art.º 109.º
δ_{t-2}	0,50	<i>Spread</i> de 2018, aplicável nas Regiões Autónomas, em pontos percentuais	-
δ_{t-1}	0,50	<i>Spread</i> de 2019, aplicável nas Regiões Autónomas, em pontos percentuais	-
r_t^{AGS}	4,88%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, prevista para 2020, em percentagem	Art.º 111.º
FC_t^{AGS}	12 664	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em milhares de euros	Art.º 111.º
r_t^D	5,13%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, prevista para 2020, em percentagem	Art.º 114.º
$FC_{AT/MT,t}^D$	2 490	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 114.º
$VC_{AT/MT,t}^D$	0,00438	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado à energia fornecida, em AT/MT, em milhares de euros por KWh	Art.º 114.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$VC_{i,AT/MT,t}^D$	1,62402	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em AT/MT, em milhares de euros por cliente	Art.º 114.º
$FC_{BT,t}^D$	3 965	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 114.º
$VC_{i,BT,t}^D$	0,00434	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado à energia fornecida, em BT, em milhares de euros por KWh	Art.º 114.º
$VC_{i,BT,t}^D$	0,01604	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em BT, em milhares de euros por cliente	Art.º 114.º
r_t^C	5,13%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, prevista para 2020, em percentagem	Art.º 115.º
$F_{MT,t}^C$	151	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, em milhares de euros	Art.º 115.º
$V_{i,MT,t}^C$	0,19758	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em MT, em milhares de euros por cliente	Art.º 115.º
$F_{BT,t}^C$	3 079	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 115.º
$V_{i,BT,t}^C$	0,02491	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em BT, em milhares de euros por cliente	Art.º 115.º
r_t^{MAGS}	4,88%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, prevista para 2020, em percentagem	Art.º 118.º
FC_t^{MAGS}	12 999	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em milhares de euros	Art.º 118.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$r_t^{M^D}$	5,13%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, prevista para 2020, em percentagem	Art.º 121.º
$FC_{AT/MT,t}^{M^D}$	2 324	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 121.º
$VC_{iAT/MT,t}^{M^D}$	0,00551	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia fornecida, em AT/MT, em milhares de euros por KWh	Art.º 121.º
$VC_{iAT/MT,t}^{M^D}$	3,81557	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada ao número médio de clientes, em AT/MT, em milhares de euros por cliente	Art.º 121.º
$FC_{BT,t}^{M^D}$	6 104	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 121.º
$VC_{iBT,t}^{M^D}$	0,00523	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia fornecida, em BT, em milhares de euros por KWh	Art.º 121.º
$VC_{iBT,t}^{M^D}$	0,02235	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada ao número médio de clientes, em BT, em milhares de euros por cliente	Art.º 121.º
$r_t^{M^C}$	5,13%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, prevista para 2020, em percentagem	Art.º 122.º
$F_{MT,t}^{M^C}$	225	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, em milhares de euros	Art.º 122.º
$V_{MT,t}^{M^C}$	0,74113	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em MT, em milhares de euros por cliente	Art.º 122.º
$F_{BT,t}^{M^C}$	2 033	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 122.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$V_{BT,t}^{MC}$	0,01489	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em BT, em milhares de euros por cliente	Art.º 122.º
$V_{p,t-2}$	0,01915	Valorização das perdas na rede de distribuição no ano t-2, em euros por kWh	Art.º 128.º

Os parâmetros a aplicar para o período regulatório 2018-2020 são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
X_{CEGS}	1,5%	Parâmetro associado aos custos de exploração da atividade de gestão global do sistema, em percentagem	Art.º 92.º
X_{FCE}	1,5%	Fator de eficiência a aplicar à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Transporte de Energia Elétrica	Art.º 95.º
$X_{VCEURT,i}$	1,5%	Fator de eficiência a aplicar aos custos incrementais da atividade de Transporte de Energia Elétrica, no ano t	Art.º 95.º
X_{SUB}	3,0%	Parâmetro associado aos custos de referência dos investimentos do operador da RNT, correspondente ao fator de eficiência, em percentagem, aplicável aos valores unitários do custo de referência das tipologias de investimento em subestações	Art.º 95.º
X_{LIN}	1,5%	Parâmetro associado aos custos de referência dos investimentos do operador da RNT, correspondente ao fator de eficiência, em percentagem, aplicável aos valores unitários do custo de referência das tipologias de investimento em linhas	Art.º 95.º
X_{CEG}	1,5%	Parâmetro associado aos custos de referência dos investimentos do operador da RNT, correspondente ao fator de eficiência, em percentagem, aplicável ao valor de referência da taxa de encargos de estrutura e gestão	Art.º 95.º
$X_{FCE,NT}$	2,0%	Parâmetro associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em percentagem	Art.º 102.º
$X_{VCEURD,NT,i}$	2,0%	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia elétrica distribuída em AT/MT, em percentagem	Art.º 102.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$X_{VCEURD,NT,i}$	2,0%	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à extensão da rede em AT/MT em percentagem	Art.º 102.º
$X_{URD,P,BT}$	2,0%	Parâmetro associado às condições de financiamento da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, em percentagem	Art.º 103.º
$X_{URD,P,BT}$	2,0%	Parâmetro associado à potência instalada, da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, em percentagem	Art.º 103.º
$X_{URD,P,BT}$	2,0%	Parâmetro associado aos quilómetros de rede da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, em percentagem	Art.º 103.º
$X_{URD,P,BT}$	2,0%	Parâmetro associado ao número de clientes da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, em percentagem	Art.º 103.º
$X_{C,V,NT,t}$	1,5%	Fator de eficiência associado à componente variável dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em NT, em percentagem	Art.º 109.º
$X_{C,F,NT,t}$	1,5%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em NT, em percentagem	Art.º 109.º
$X_{C,F,BTE,t}$	1,5%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, BTE, em percentagem	Art.º 109.º
$X_{C,V,BTE,t}$	1,5%	Fator de eficiência associado à componente variável dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BTE, em percentagem	Art.º 109.º
$X_{C,F,BTN,t}$	1,5%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BTN, em percentagem	Art.º 109.º
$X_{C,V,BTN,t}$	1,5%	Fator de eficiência associado à componente variável dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BTN, em percentagem	Art.º 109.º
X_{FC}^{AGS}	1,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em percentagem	Art.º 111.º
$X_{FC,AT/MT,BT}^D$	3,0%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em percentagem	Art.º 114.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$X_{VC_{ef,nc,AT/MT,BT}}^{AD}$	3,0%	Parâmetro associado às componentes variáveis dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em percentagem	Art.º 114.º
$X_{F_{MT e BT}}^{AC}$	2,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 115.º
$X_{V_{MT e BT}}^{AC}$	2,5%	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 115.º
X_{FC}^{MAGS}	1,50%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em percentagem	Art.º 118.º
$X_{FC, AT/MT e BT}^{MD}$	3,00%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 121.º
$X_{VC_i, AT/MT e BT}^{MD}$	3,00%	Parâmetro associado às componentes variáveis dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 121.º
$X_{F_{MT e BT}}^{MC}$	2,50%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 122.º
$X_{V_{MT e BT}}^{MC}$	2,50%	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 122.º
Δr_{RI}	1,5%	Parâmetro que limita o valor do incentivo associado a cada projeto em redes inteligentes aceite pela ERSE, tendo por referência o valor de investimento desse projeto	Art.º 133.º
α_{RI}	50%	Parâmetro para a partilha entre empresa e consumidores dos benefícios reais dos projetos em rede inteligente, que sejam quantificados pelo operador da rede de distribuição e aceites pela ERSE	Art.º 133.º
Δr_{RI}^A	1,5%	Parâmetro, a definir pela ERSE, que limita o valor do incentivo associado a cada projeto em redes inteligentes da RAA aceite pela ERSE, tendo por referência o valor de investimento desse projeto	Art.º 133.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
α_{RI}^A	50%	Parâmetro, a definir pela ERSE, para a partilha entre a empresa e consumidores dos benefícios reais dos projetos em rede inteligente na RAA, que sejam quantificados pelo operador da rede de distribuição e aceites pela ERSE	Art.º 133.º
Δr_{RI}^M	1,5%	Parâmetro, a definir pela ERSE, que limita o valor do incentivo associado a cada projeto em redes inteligentes da RAM aceite pela ERSE, tendo por referência o valor de investimento desse projeto	Art.º 133.º
α_{RI}^M	50%	Parâmetro, a definir pela ERSE, para a partilha entre a empresa e consumidores dos benefícios reais dos projetos em rede inteligente na RAM, que sejam quantificados pelo operador da rede de distribuição e aceites pela ERSE	Art.º 133.º

Os valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período regulatório 2018-2020 são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$END_{REF\ 2018}$	$0,000134 \times ED$	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2018, expressa em kWh	Art.º 131.º
$END_{REF\ 2019}$	$0,000134 \times ED$	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2019, expressa em kWh	Art.º 131.º
$END_{REF\ 2020}$	$0,000133 \times ED$	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2020, expressa em kWh	Art.º 131.º
ΔV	$0,12 \times END_{REF}$	Valor de variação da END_{REF} , expressa em kWh	Art.º 131.º
VEND	3,0	Valorização da energia não distribuída, expressa em euros por kWh	Art.º 131.º
$RQS1_{máx}$	4 000 000	Valor máximo do prémio a atribuir na componente 1 do incentivo, expresso em euros	Art.º 131.º
$RQS1_{mín}$	4 000 000	Valor máximo da penalidade a atribuir na componente 1 do incentivo, expresso em euros	Art.º 131.º
$SAIDI\ MT\ 5\%_{REF\ 2018}$	550,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2018, expresso em minutos	Art.º 131.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
SAIDI MT 5% _{REF} 2019	510,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2019, expresso em minutos	Art.º 131.º
SAIDI MT 5% _{REF} 2020	470,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2020, expresso em minutos	Art.º 131.º
ΔS	30,0	Valor de variação do SAIDI MT 5% _{REF} , expresso em minutos	Art.º 131.º
V SAIDI MT	33 333,33	Valorização do SAIDI MT 5%, expresso em euros por minuto	Art.º 131.º
RQS2 _{máx}	1 000 000	Valor máximo do prémio a atribuir na componente 2 do incentivo, expresso em euros	Art.º 131.º
RQS2 _{mín}	1 000 000	Valor máximo da penalidade a atribuir na componente 2 do incentivo, expresso em euros	Art.º 131.º

Os valores dos parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2018-2020 são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
P _{REF}	7,80%	Valor das perdas de referência (%) no referencial de saída	Art.º 128.º
V _p	EUR/kWh	Parâmetro de valorização unitária das perdas, a definir anualmente pela ERSE	Art.º 128.º
ΔZ	1,20%	Variação da banda morta (%)	Art.º 128.º
ΔP	4,20%	Variação máxima da banda (%)	Art.º 128.º

Os valores dos parâmetros do incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes (ISI)⁴³ para o período regulatório 2018-2020 são os seguintes:

⁴³ Estes parâmetros são detalhados no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2020 das empresas reguladas do setor elétrico”.

Parâmetro	Valor adotado 2019	Valor adotado 2020	Descrição	Regulamento ERSE n.º 610/2019
K_w^{OBJ}	5,00 euros	5,08 euros	Parâmetro que representa o valor anual do incentivo ISI relativo à integração das instalações em redes inteligentes no ano w	Art.º 40.º
T_w	8 anos	8 anos	Parâmetro que representa o número de anos de aplicação de K_w^{OBJ}	Art.º 40.º

Os valores dos parâmetros do incentivo à racionalização económica dos investimentos da RNT para o período regulatório 2018-2020 são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$I_{REI,max,1}$	32 000	Parâmetro que limita o valor do incentivo à racionalização dos investimentos, para o nível de desempenho superior da RNT, em milhares de euros	Art.º 139.º
$I_{REI,max,2}$	25 000	Parâmetro que limita o valor do incentivo à racionalização dos investimentos para o nível de desempenho intermédio da RNT, em milhares de euros	Art.º 139.º
$I_{REI,max,3}$	0	Parâmetro que limita o valor do incentivo à racionalização dos investimentos para o nível de desempenho inferior da RNT, em milhares de euros	Art.º 139.º
$Pact_{min,1}$	42%	Parâmetro que limita o valor mínimo do rácio entre o valor médio do ativo líquido e o valor médio do ativo bruto em exploração, para efeitos da aplicação do incentivo à racionalização dos investimentos, para o nível de desempenho superior da RNT	Art.º 139.º
$Pact_{min,2}$	43,7%	Parâmetro que limita o valor mínimo do rácio entre o valor médio do ativo líquido e o valor médio do ativo bruto em exploração, para efeitos da aplicação do incentivo à racionalização dos investimentos, para o nível de desempenho intermédio da RNT	Art.º 139.º
$Pact_{min,3}$	45%	Parâmetro que limita o valor mínimo do rácio entre o valor médio do ativo líquido e o valor médio do ativo bruto em exploração, para efeitos da aplicação do incentivo à racionalização dos investimentos, para o nível de desempenho inferior da RNT	Art.º 139.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$Pact_{max}$	53%	Parâmetro que limita o valor máximo do rácio entre o valor médio do ativo líquido e o valor médio do ativo bruto em exploração, para efeitos da aplicação do incentivo à racionalização dos investimentos, aplicável a todos os níveis de desempenho funcional	Art.º 139.º
$I_{QS\ ref}$	0,96 min	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho funcional da RNT, usado no incentivo à racionalização dos investimentos do operador da RNT, que estabelece o valor de referência do indicador secundário I_{QS}	Art.º 139.º
$I_{Disponibilidade\ ref}$	97,50 %	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho funcional da RNT, usado no incentivo à racionalização dos investimentos do operador da RNT, que estabelece o valor de referência do indicador secundário $I_{Disponibilidade}$	Art.º 139.º
α	0,78	Fator de ponderação das taxas de disponibilidade média dos circuitos de linha e dos transformadores de potência, associado ao cálculo do indicador secundário $I_{Disponibilidade}$	Art.º 139.º
$I_{Interligações\ ref1}$	20%	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho funcional da RNT, usado no incentivo à racionalização dos investimentos do operador da RNT, que limita o valor mínimo do indicador relativo à maximização da capacidade de interligação disponível para o mercado diário $I_{Interligações}$	Art.º 139.º
$I_{Interligações\ ref2}$	27%	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho funcional da RNT, usado no incentivo à racionalização dos investimentos do operador da RNT, que limita o valor máximo do indicador relativo à maximização da capacidade de interligação disponível para o mercado diário $I_{Interligações}$	Art.º 139.º
$n_{\Delta I_{REI}}$	2	Fator multiplicativo associado à aplicação de penalidades decorrentes de ações de monitorização e fiscalização à aplicação do incentivo I_{REI}	Art.º 140.º

5.2 VALORES MENSIS A TRANSFERIR PELA REN

Por ofício de 26 de novembro de 2019 a DGEG fez chegar à ERSE lista reformulada e atualizada dos produtores que financiam a tarifa social, cuja informação respeita a 2019 e 2020. Esta informação é espelhada no anexo I do documento de proveitos, tendo sido tomada em consideração na repartição do financiamento da tarifa social por centros electroprodutores para 2020 e no cálculo dos ajustamentos provisórios respeitantes a 2019. A ausência de informação consistente no ofício da DGEG relativamente a

anos anteriores determina que a decisão de ajustamento definitivo referente a 2018 e anos anteriores seja efetuada ulteriormente com base na informação fidedigna que venha a ser recolhida, designadamente junto da daquela Direção-Geral.

5.2.1 TRANSFERÊNCIAS PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Apresenta-se no quadro seguinte os valores a transferir pela REN, referente aos custos com a convergência tarifária de 2020, totalizam € 65 709 699⁴⁴.

Quadro 5-1 - Transferências da REN para a EDA

Unidade: EUR

	Custo com a convergência tarifária de 2020
Janeiro	5 475 808
Fevereiro	5 475 808
Março	5 475 808
Abril	5 475 808
Maio	5 475 808
Junho	5 475 808
Julho	5 475 808
Agosto	5 475 808
Setembro	5 475 808
Outubro	5 475 808
Novembro	5 475 808
Dezembro	5 475 808
Total	65 709 699

Os custos com a tarifa social da Região Autónoma dos Açores, em 2020, são apresentados no Quadro 5-2. Este montante incorpora o valor dos descontos com tarifa social que se preveem para o ano

⁴⁴ Este valor deve ser transferido da REN para a EDA, em duodécimos.

de 2020 e o ajustamento provisório ao valor de descontos que se estima para 2019, face ao valor correspondente considerado nas tarifas de 2019. O ajustamento definitivo de 2018 será determinado ulteriormente e, portanto, não está incluído nas transferências da REN para a EDA apresentadas no quadro seguinte.

Quadro 5-2 - Transferências da REN para a EDA relativas à Tarifa Social

Unidade: EUR

Tarifa social	
Janeiro	226 270
Fevereiro	226 270
Março	226 270
Abril	226 270
Maio	226 270
Junho	226 270
Julho	226 270
Agosto	226 270
Setembro	226 270
Outubro	226 270
Novembro	226 270
Dezembro	226 270
Total	2 715 240

5.2.2 TRANSFERÊNCIAS PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Apresenta-se no quadro seguinte os valores a transferir pela REN, referente aos custos com a convergência tarifária de 2020 da Região Autónoma da Madeira, que ascendem a € 60 378 920⁴⁵.

⁴⁵ Este valor deve ser transferido da REN para a EEM, em duodécimos.

Quadro 5-3 - Transferências da REN para a EEM

Unidade: EUR

	Custo com a convergência tarifária de 2020
Janeiro	5 031 577
Fevereiro	5 031 577
Março	5 031 577
Abril	5 031 577
Maio	5 031 577
Junho	5 031 577
Julho	5 031 577
Agosto	5 031 577
Setembro	5 031 577
Outubro	5 031 577
Novembro	5 031 577
Dezembro	5 031 577
Total	60 378 920

Os custos com a tarifa social da Região Autónoma da Madeira, em 2020, são apresentados no Quadro 5-4. Este montante incorpora o valor dos descontos com tarifa social que se preveem para o ano de 2020 e o ajustamento provisório ao valor de descontos que se estima para 2019, face ao valor correspondente considerado nas tarifas de 2019. O ajustamento definitivo de 2018 será determinado ulteriormente e, portanto, não está incluído nas transferências da REN para a EEM apresentadas no quadro seguinte.

Quadro 5-4 - Transferências da REN para a EEM relativas à Tarifa Social

Unidade: EUR

	Tarifa social
Janeiro	310 441
Fevereiro	310 441
Março	310 441
Abril	310 441
Maio	310 441
Junho	310 441
Julho	310 441
Agosto	310 441
Setembro	310 441
Outubro	310 441
Novembro	310 441
Dezembro	310 441
Total	3 725 288

5.2.3 TRANSFERÊNCIAS PARA A EDP DISTRIBUIÇÃO

Os custos com a tarifa social em Portugal Continental, em 2020, são apresentados no Quadro 5-5. O montante indicado no quadro abaixo incorpora o valor dos descontos com tarifa social que se preveem para o ano de 2020, bem como o ajustamento provisório ao valor de descontos que se estima para 2019, face ao valor correspondente considerado nas tarifas de 2019. O ajustamento definitivo de 2018 será determinado ulteriormente e, portanto, não está incluído nas transferências da REN para a EDP Distribuição apresentadas no quadro seguinte.

Quadro 5-5 - Transferências da REN para a EDP Distribuição relativas à Tarifa Social

Unidade: EUR

	Tarifa social
Janeiro	8 275 588
Fevereiro	8 275 588
Março	8 275 588
Abril	8 275 588
Maio	8 275 588
Junho	8 275 588
Julho	8 275 588
Agosto	8 275 588
Setembro	8 275 588
Outubro	8 275 588
Novembro	8 275 588
Dezembro	8 275 588
Total	99 307 060

5.2.4 TRANSFERÊNCIAS DOS CENTROS ELECTROPRODUTORES

O quadro seguinte apresenta os valores das transferências entre o operador da rede de transporte e os centros electroprodutores no âmbito do financiamento da tarifa social. Os montantes apresentados incorporam o financiamento da tarifa social prevista para o ano de 2020, bem como o ajustamento provisório dos financiamentos da tarifa social de 2019. O ajustamento definitivo dos financiamentos da tarifa social de 2018 será determinado ulteriormente e, portanto, não está incluído nas transferências entre a REN e os produtores apresentadas no quadro seguinte.

Quadro 5-6 - Transferências entre os centros electroprodutores e a REN relativas ao financiamento da tarifa social

Tarifa Social (valores líquidos a transferir em 2020 excluindo ajustamentos de 2018)							
Centrais com Garantia de Potência		Centrais com CMEC/CAE		Restantes centrais			
EDP Produção	-4 607 716	EDP Produção	22 262 754	EDP Produção	63 394 749	Pebble Hydro	-8 665
Janeiro	-383 976	Janeiro	1 855 229	Janeiro	5 282 896	Janeiro	-722
Fevereiro	-383 976	Fevereiro	1 855 229	Fevereiro	5 282 896	Fevereiro	-722
Março	-383 976	Março	1 855 229	Março	5 282 896	Março	-722
Abril	-383 976	Abril	1 855 229	Abril	5 282 896	Abril	-722
Maio	-383 976	Maio	1 855 229	Maio	5 282 896	Maio	-722
Junho	-383 976	Junho	1 855 229	Junho	5 282 896	Junho	-722
Julho	-383 976	Julho	1 855 229	Julho	5 282 896	Julho	-722
Agosto	-383 976	Agosto	1 855 229	Agosto	5 282 896	Agosto	-722
Setembro	-383 976	Setembro	1 855 229	Setembro	5 282 896	Setembro	-722
Outubro	-383 976	Outubro	1 855 229	Outubro	5 282 896	Outubro	-722
Novembro	-383 976	Novembro	1 855 229	Novembro	5 282 896	Novembro	-722
Dezembro	-383 976	Dezembro	1 855 229	Dezembro	5 282 896	Dezembro	-722
Hidroelétrica do Guadiana	2 163 072	Turbogás	8 821 520	Hidroelétrica do Guadiana	2 247 358	EH de Alto Tâmega e Barroso	-99 800
Janeiro	180 256	Janeiro	735 127	Janeiro	187 280	Janeiro	-8 317
Fevereiro	180 256	Fevereiro	735 127	Fevereiro	187 280	Fevereiro	-8 317
Março	180 256	Março	735 127	Março	187 280	Março	-8 317
Abril	180 256	Abril	735 127	Abril	187 280	Abril	-8 317
Maio	180 256	Maio	735 127	Maio	187 280	Maio	-8 317
Junho	180 256	Junho	735 127	Junho	187 280	Junho	-8 317
Julho	180 256	Julho	735 127	Julho	187 280	Julho	-8 317
Agosto	180 256	Agosto	735 127	Agosto	187 280	Agosto	-8 317
Setembro	180 256	Setembro	735 127	Setembro	187 280	Setembro	-8 317
Outubro	180 256	Outubro	735 127	Outubro	187 280	Outubro	-8 317
Novembro	180 256	Novembro	735 127	Novembro	187 280	Novembro	-8 317
Dezembro	180 256	Dezembro	735 127	Dezembro	187 280	Dezembro	-8 317
Endesa	7 051 680	Tejo Energia	5 133 957	Green Vouga	-648 267	Município de Ribeira de Pena	-90 072
Janeiro	587 640	Janeiro	427 830	Janeiro	-54 022	Janeiro	-7 506
Fevereiro	587 640	Fevereiro	427 830	Fevereiro	-54 022	Fevereiro	-7 506
Março	587 640	Março	427 830	Março	-54 022	Março	-7 506
Abril	587 640	Abril	427 830	Abril	-54 022	Abril	-7 506
Maio	587 640	Maio	427 830	Maio	-54 022	Maio	-7 506
Junho	587 640	Junho	427 830	Junho	-54 022	Junho	-7 506
Julho	587 640	Julho	427 830	Julho	-54 022	Julho	-7 506
Agosto	587 640	Agosto	427 830	Agosto	-54 022	Agosto	-7 506
Setembro	587 640	Setembro	427 830	Setembro	-54 022	Setembro	-7 506
Outubro	587 640	Outubro	427 830	Outubro	-54 022	Outubro	-7 506
Novembro	587 640	Novembro	427 830	Novembro	-54 022	Novembro	-7 506
Dezembro	587 640	Dezembro	427 830	Dezembro	-54 022	Dezembro	-7 506
				Hydrocontracting Portugal	214 496	HDR Hidroelétrica	-87 477
				Janeiro	17 875	Janeiro	-7 290
				Fevereiro	17 875	Fevereiro	-7 290
				Março	17 875	Março	-7 290
				Abril	17 875	Abril	-7 290
				Maio	17 875	Maio	-7 290
				Junho	17 875	Junho	-7 290
				Julho	17 875	Julho	-7 290
				Agosto	17 875	Agosto	-7 290
				Setembro	17 875	Setembro	-7 290
				Outubro	17 875	Outubro	-7 290
				Novembro	17 875	Novembro	-7 290
				Dezembro	17 875	Dezembro	-7 290
Total Tarifa Social				105 747 588			

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros electroprodutores para a REN.

5.2.5 TRANSFERÊNCIAS PARA OS CENTROS ELECTROPRODUTORES

De seguida apresentam-se os valores a transferir pelo operador da rede de transporte no âmbito da garantia de potência na modalidade de incentivo ao investimento referente ao ano de 2019, cujos pagamentos são efetuados aos centros electroprodutores no ano seguinte àquele a que se reportam, nos termos da Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto. O montante a transferir para a EDP Produção encontra-se líquido do valor do ajustamento da garantia de potência do aproveitamento hidroelétrico de Venda Nova III (Frades II) referente ao ano de 2018⁴⁶.

Quadro 5-7 - Transferências da REN para os centros electroprodutores relativas à garantia de potência na modalidade de incentivo ao investimento

Unidade: EUR		Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Garantia de Potência Incentivo ao investimento		Garantia de Potência Incentivo ao investimento		Garantia de Potência Incentivo ao investimento	
Hidroelétrica do Guadiana	2 819 733	EDP Produção	9 901 586	Green Vouga	1 730 561
Janeiro	234 978	Janeiro	825 132	Janeiro	144 213
Fevereiro	234 978	Fevereiro	825 132	Fevereiro	144 213
Março	234 978	Março	825 132	Março	144 213
Abril	234 978	Abril	825 132	Abril	144 213
Maio	234 978	Maio	825 132	Maio	144 213
Junho	234 978	Junho	825 132	Junho	144 213
Julho	234 978	Julho	825 132	Julho	144 213
Agosto	234 978	Agosto	825 132	Agosto	144 213
Setembro	234 978	Setembro	825 132	Setembro	144 213
Outubro	234 978	Outubro	825 132	Outubro	144 213
Novembro	234 978	Novembro	825 132	Novembro	144 213
Dezembro	234 978	Dezembro	825 132	Dezembro	144 213

5.2.6 TRANSFERÊNCIAS PARA A SU ELETRICIDADE AO ABRIGO DO DECRETO-LEI N.º 74/2013

Os valores transferidos dos produtores em regime ordinário e outros produtores que não estejam enquadrados no regime de remuneração garantida para operador de rede de transporte, no âmbito do

⁴⁶ Vide ponto 4.2.1.2 do documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2020 das empresas reguladas do setor elétrico”, onde é descrito o ajustamento do incentivo respeitante ao ano de 2018, devido a diferenças entre o montante considerado nas tarifas de 2019 e o montante em fase de homologação, submetido para apreciação da ERSE pela DGEG em maio de 2019. O valor deste ajustamento repercutido nas tarifas de 2020 é de 862 809,43€.

mecanismo regulatório para assegurar equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013 e do n.º 2 do artigo 4.º da Portaria n.º 225/2015, de 30 de julho, serão transferidos do operador da rede de transporte para o comercializador de último recurso nos termos regulamentares estabelecidos.

5.3 VALORES MENSIS A TRANSFERIR PELA EDP DISTRIBUIÇÃO

5.3.1 TRANSFERÊNCIAS PARA O COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Dando cumprimento ao estabelecido no Regulamento das Relações Comerciais definem-se os montantes mensais a transferir pelo operador da rede de distribuição em AT e MT ao comercializador de último recurso.

Quadro 5-8 - Transferências da EDP Distribuição para a SU Eletricidade

Unidade: EUR

	Diferencial de custo com a aquisição à PRE	Devolução de créditos aos consumidores	Sustentabilidade mercados	Sobreprojeito	Total	50% do prémio de emissão titularização do sobrecusto da PRE de 2009	Total
Janeiro	11 234 144	-339 144	-5 760 695	-177 683	4 956 622	-22 121	4 934 501
Fevereiro	11 234 144	-339 144	-5 760 695	-177 683	4 956 622	-22 121	4 934 501
Março	11 234 144	-339 144	-5 760 695	-177 683	4 956 622	-22 121	4 934 501
Abril	11 234 144	-339 144	-5 760 695	-177 683	4 956 622	-22 121	4 934 501
Maior	11 234 144	-339 144	-5 760 695	-177 683	4 956 622	-22 121	4 934 501
Junho	11 234 144	-339 144	-5 760 695	-177 683	4 956 622	-22 121	4 934 501
Julho	11 234 144	-339 144	-5 760 695	-177 683	4 956 622	-22 121	4 934 501
Agosto	11 234 144	-339 144	-5 760 695	-177 683	4 956 622	-22 121	4 934 501
Setembro	11 234 144	-339 144	-5 760 695	-177 683	4 956 622	-22 121	4 934 501
Outubro	11 234 144	-339 144	-5 760 695	-177 683	4 956 622	-22 121	4 934 501
Novembro	11 234 144	-339 144	-5 760 695	-177 683	4 956 622	-22 121	4 934 501
Dezembro	11 234 144	-339 144	-5 760 695	-177 683	4 956 622	-22 121	4 934 501
Total	134 809 732	-4 069 732	-69 128 345	-2 132 193	59 479 462	-265 455	59 214 006

Apresentam-se nos quadros seguintes os valores a transferir pelo operador da rede de distribuição às entidades cessionárias dos seguintes créditos:

- Ajustamentos positivos referentes a custos de medidas de política energética respeitantes a sobrecustos de produção de energia em regime especial estimados para o ano de 2009.
- Parcela do diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no

artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho de 2011, alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de Agosto, ao diferencial de custo com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2016. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BCP, à CGD, Santander, Tagus, BPI e BBVA.

- c) Parcela do diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho de 2011, alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de Agosto, ao diferencial de custo com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2017. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BCP, ao Banco Popular, BPI, Santander, à Tagus e ao BBVA;
- d) Parcela do diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho de 2011, alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de Agosto, ao diferencial de custo com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2018. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada à Tagus, ao BBVA, ao BCP, ao BPI e ao Santander;
- e) Parcela do 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 2019. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada à Tagus, ao BBVA, ao BCP, ao BPI, ao Santander e à CGD;

5.3.2 TRANSFERÊNCIAS PARA A TAGUS – SOCIEDADE DE TITULARIZAÇÃO DE CRÉDITOS, S.A..

Quadro 5-9 - Transferências da EDP Distribuição para a Tagus referente aos ajustamentos positivos referentes a custos decorrentes da atividade de Aquisição de Energia Elétrica relativos aos anos de 2007 e de 2008

Unidade: EUR

Renda anual	
Janeiro	8 284 513
Fevereiro	8 284 513
Março	8 284 513
Abril	8 284 513
Maio	8 284 513
Junho	8 284 513
Julho	8 284 513
Agosto	8 284 513
Setembro	8 284 513
Outubro	8 284 513
Novembro	8 284 513
Dezembro	8 284 513
Total	99 414 152

Quadro 5-10 - Transferências da EDP Distribuição para a Tagus referente aos ajustamentos positivos relativos a custos de medidas de política energética do ano de 2009

Unidade: EUR

Renda anual	
Janeiro	2 905 946
Fevereiro	2 905 946
Março	2 905 946
Abril	2 905 946
Maio	2 905 946
Junho	2 905 946
Julho	2 905 946
Agosto	2 905 946
Setembro	2 905 946
Outubro	2 905 946
Novembro	2 905 946
Dezembro	2 905 946
Total	34 871 348

5.3.3 TRANSFERÊNCIAS PARA AS ENTIDADES CESSIONÁRIAS REFERENTE AO SOBRECUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA E PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL

Quadro 5-11 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Comercial Português referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2016, 2017, 2018 e 2019

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2016		Renda do sobrecusto da PRE em 2017	
Janeiro	2 160 348	Janeiro	2 089 107
Fevereiro	2 160 348	Fevereiro	2 089 107
Março	2 160 348	Março	2 089 107
Abril	2 160 348	Abril	2 089 107
Maio	2 160 348	Maio	2 089 107
Junho	2 160 348	Junho	2 089 107
Julho	2 160 348	Julho	2 089 107
Agosto	2 160 348	Agosto	2 089 107
Setembro	2 160 348	Setembro	2 089 107
Outubro	2 160 348	Outubro	2 089 107
Novembro	2 160 348	Novembro	2 089 107
Dezembro	2 160 348	Dezembro	2 089 107
Total	25 924 176	Total	25 069 284

Unidade: EUR

Renda do
sobrecusto da PRE
em 2017

Janeiro	1 523 775
Fevereiro	1 523 775
Março	1 523 775
Abril	1 523 775
Maió	1 523 775
Junho	1 523 775
Julho	1 523 775
Agosto	1 523 775
Setembro	1 523 775
Outubro	1 523 775
Novembro	1 523 775
Dezembro	1 523 775
Total	18 285 300

Unidade: EUR

Renda do
sobrecusto da PRE
em 2018

Janeiro	1 918 597
Fevereiro	1 918 597
Março	1 918 597
Abril	1 918 597
Maió	1 918 597
Junho	1 918 597
Julho	1 918 597
Agosto	1 918 597
Setembro	1 918 597
Outubro	1 918 597
Novembro	1 918 597
Dezembro	1 918 597
Total	23 023 164

Unidade: EUR

Renda do
sobrecusto da PRE
em 2019

Janeiro	2 335 845
Fevereiro	2 335 845
Março	2 335 845
Abril	2 335 845
Maió	2 335 845
Junho	2 335 845
Julho	2 335 845
Agosto	2 335 845
Setembro	2 335 845
Outubro	2 335 845
Novembro	2 335 845
Dezembro	2 335 845
Total	28 030 140

Quadro 5-12 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Santander Totta referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2016, 2017, 2018 e 2019

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2016		Renda do sobrecusto da PRE em 2017	
Janeiro	4 278 847	Janeiro	2 089 108
Fevereiro	4 278 847	Fevereiro	2 089 108
Março	4 278 847	Março	2 089 108
Abril	4 278 847	Abril	2 089 108
Maio	4 278 847	Maio	2 089 108
Junho	4 278 847	Junho	2 089 108
Julho	4 278 847	Julho	2 089 108
Agosto	4 278 847	Agosto	2 089 108
Setembro	4 278 847	Setembro	2 089 108
Outubro	4 278 847	Outubro	2 089 108
Novembro	4 278 847	Novembro	2 089 108
Dezembro	4 278 847	Dezembro	2 089 108
Total	51 346 164	Total	25 069 296

Unidade: EUR

Renda do
sobrecusto da PRE
em 2017

Janeiro	2 119 236
Fevereiro	2 119 236
Março	2 119 236
Abril	2 119 236
Maio	2 119 236
Junho	2 119 236
Julho	2 119 236
Agosto	2 119 236
Setembro	2 119 236
Outubro	2 119 236
Novembro	2 119 236
Dezembro	2 119 236
Total	25 430 832

Unidade: EUR

Renda do
sobrecusto da PRE
em 2017

Janeiro	761 887
Fevereiro	761 887
Março	761 887
Abril	761 887
Maio	761 887
Junho	761 887
Julho	761 887
Agosto	761 887
Setembro	761 887
Outubro	761 887
Novembro	761 887
Dezembro	761 887
Total	9 142 644

Unidade: EUR

Renda do
sobrecusto da PRE
em 2018

Janeiro	959 298
Fevereiro	959 298
Março	959 298
Abril	959 298
Maio	959 298
Junho	959 298
Julho	959 298
Agosto	959 298
Setembro	959 298
Outubro	959 298
Novembro	959 298
Dezembro	959 298
Total	11 511 576

Unidade: EUR

Renda do
sobrecusto da PRE
em 2019

Janeiro	2 317 736
Fevereiro	2 317 736
Março	2 317 736
Abril	2 317 736
Maio	2 317 736
Junho	2 317 736
Julho	2 317 736
Agosto	2 317 736
Setembro	2 317 736
Outubro	2 317 736
Novembro	2 317 736
Dezembro	2 317 736
Total	27 812 832

Quadro 5-13 - Transferências da EDP Distribuição para a Tagus referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2016, 2017, 2018 e 2019

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2016		Renda do sobrecusto da PRE em 2017	
Janeiro	12 972 428	Janeiro	12 620 933
Fevereiro	12 972 428	Fevereiro	12 620 933
Março	12 972 428	Março	12 620 933
Abril	12 972 428	Abril	12 620 933
Maio	12 972 428	Maio	12 620 933
Junho	12 972 428	Junho	12 620 933
Julho	12 972 428	Julho	12 620 933
Agosto	12 972 428	Agosto	12 620 933
Setembro	12 972 428	Setembro	12 620 933
Outubro	12 972 428	Outubro	12 620 933
Novembro	12 972 428	Novembro	12 620 933
Dezembro	12 972 428	Dezembro	12 620 933
Total	155 669 136	Total	151 451 196

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2018		Renda do sobrecusto da PRE em 2019	
Janeiro	13 857 419	Janeiro	8 813 536
Fevereiro	13 857 419	Fevereiro	8 813 536
Março	13 857 419	Março	8 813 536
Abril	13 857 419	Abril	8 813 536
Mai	13 857 419	Mai	8 813 536
Junho	13 857 419	Junho	8 813 536
Julho	13 857 419	Julho	8 813 536
Agosto	13 857 419	Agosto	8 813 536
Setembro	13 857 419	Setembro	8 813 536
Outubro	13 857 419	Outubro	8 813 536
Novembro	13 857 419	Novembro	8 813 536
Dezembro	13 857 419	Dezembro	8 813 536
Total	166 289 028	Total	105 762 432

Quadro 5-14 - Transferências da EDP Distribuição para a CGD referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2016 e 2019

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2016		Renda do sobrecusto da PRE em 2019	
Janeiro	3 203 632	Janeiro	2 335 845
Fevereiro	3 203 632	Fevereiro	2 335 845
Março	3 203 632	Março	2 335 845
Abril	3 203 632	Abril	2 335 845
Maió	3 203 632	Maió	2 335 845
Junho	3 203 632	Junho	2 335 845
Julho	3 203 632	Julho	2 335 845
Agosto	3 203 632	Agosto	2 335 845
Setembro	3 203 632	Setembro	2 335 845
Outubro	3 203 632	Outubro	2 335 845
Novembro	3 203 632	Novembro	2 335 845
Dezembro	3 203 632	Dezembro	2 335 845
Total	38 443 584	Total	28 030 140

Quadro 5-15 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Popular referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2017

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da PRE em 2017	
Janeiro	1 025 081
Fevereiro	1 025 081
Março	1 025 081
Abril	1 025 081
Maio	1 025 081
Junho	1 025 081
Julho	1 025 081
Agosto	1 025 081
Setembro	1 025 081
Outubro	1 025 081
Novembro	1 025 081
Dezembro	1 025 081
Total	12 300 972

Quadro 5-16 - Transferências da EDP Distribuição para o BPI referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2016, 2017, 2018 e 2019

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2016		Renda do sobrecusto da PRE em 2017	
Janeiro	2 183 553	Janeiro	1 566 830
Fevereiro	2 183 553	Fevereiro	1 566 830
Março	2 183 553	Março	1 566 830
Abril	2 183 553	Abril	1 566 830
Mai	2 183 553	Mai	1 566 830
Junho	2 183 553	Junho	1 566 830
Julho	2 183 553	Julho	1 566 830
Agosto	2 183 553	Agosto	1 566 830
Setembro	2 183 553	Setembro	1 566 830
Outubro	2 183 553	Outubro	1 566 830
Novembro	2 183 553	Novembro	1 566 830
Dezembro	2 183 553	Dezembro	1 566 830
Total	26 202 636	Total	18 801 960

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2017		Renda do sobrecusto da PRE em 2017	
Janeiro	3 340 784	Janeiro	527 461
Fevereiro	3 340 784	Fevereiro	527 461
Março	3 340 784	Março	527 461
Abril	3 340 784	Abril	527 461
Mai	3 340 784	Mai	527 461
Junho	3 340 784	Junho	527 461
Julho	3 340 784	Julho	527 461
Agosto	3 340 784	Agosto	527 461
Setembro	3 340 784	Setembro	527 461
Outubro	3 340 784	Outubro	527 461
Novembro	3 340 784	Novembro	527 461
Dezembro	3 340 784	Dezembro	527 461
Total	40 089 408	Total	6 329 532

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2018		Renda do sobrecusto da PRE em 2019	
Janeiro	664 129	Janeiro	706 186
Fevereiro	664 129	Fevereiro	706 186
Março	664 129	Março	706 186
Abril	664 129	Abril	706 186
Maio	664 129	Maio	706 186
Junho	664 129	Junho	706 186
Julho	664 129	Julho	706 186
Agosto	664 129	Agosto	706 186
Setembro	664 129	Setembro	706 186
Outubro	664 129	Outubro	706 186
Novembro	664 129	Novembro	706 186
Dezembro	664 129	Dezembro	706 186
Total	7 969 548	Total	8 474 232

Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2019	
Janeiro	1 629 659
Fevereiro	1 629 659
Março	1 629 659
Abril	1 629 659
Maio	1 629 659
Junho	1 629 659
Julho	1 629 659
Agosto	1 629 659
Setembro	1 629 659
Outubro	1 629 659
Novembro	1 629 659
Dezembro	1 629 659
Total	19 555 908

Quadro 5-17 - Transferências da EDP Distribuição para o BBVA referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2016, 2017, 2018 e 2019

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2016		Renda do sobrecusto da PRE em 2017	
Janeiro	1 657 400	Janeiro	1 142 831
Fevereiro	1 657 400	Fevereiro	1 142 831
Março	1 657 400	Março	1 142 831
Abril	1 657 400	Abril	1 142 831
Maio	1 657 400	Maio	1 142 831
Junho	1 657 400	Junho	1 142 831
Julho	1 657 400	Julho	1 142 831
Agosto	1 657 400	Agosto	1 142 831
Setembro	1 657 400	Setembro	1 142 831
Outubro	1 657 400	Outubro	1 142 831
Novembro	1 657 400	Novembro	1 142 831
Dezembro	1 657 400	Dezembro	1 142 831
Total	19 888 800	Total	13 713 972

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2018		Renda do sobrecusto da PRE em 2019	
Janeiro	1 438 948	Janeiro	1 539 122
Fevereiro	1 438 948	Fevereiro	1 539 122
Março	1 438 948	Março	1 539 122
Abril	1 438 948	Abril	1 539 122
Maio	1 438 948	Maio	1 539 122
Junho	1 438 948	Junho	1 539 122
Julho	1 438 948	Julho	1 539 122
Agosto	1 438 948	Agosto	1 539 122
Setembro	1 438 948	Setembro	1 539 122
Outubro	1 438 948	Outubro	1 539 122
Novembro	1 438 948	Novembro	1 539 122
Dezembro	1 438 948	Dezembro	1 539 122
Total	17 267 376	Total	18 469 464

Os montantes acima referidos são recuperados pela EDP Distribuição através da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema e transferidos para a SU Eletricidade em duodécimos.

5.4 VALORES A TRANSFERIR PELA REN E PELA EDP DISTRIBUIÇÃO PARA O GESTOR DE GARANTIAS

O Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, que procedeu à décima primeira alteração ao Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, veio destacar a atividade de gestão de garantias prestadas pelos comercializadores e agentes de mercado que, nos termos legais, passa a ser assegurada por empresa do universo empresarial do OMI - Pólo Português (OMIP), sujeita à regulação da ERSE e ao regime sancionatório do setor energético (novos artigos 58.º-A a 58.º-E deste último diploma).

O efetivo início da atividade do gestor de garantias depende da finalização do trabalho de conceção da regulamentação a aplicar à atividade de gestão das garantias, em linha com os princípios e orientações legais pré-estabelecidas, cujo processo de consulta pública se encontra já em curso⁴⁷. Assim, não é possível antecipar os termos do financiamento desta nova entidade sujeita à regulação.

Em todo o caso, perspetiva-se que no decurso do ano de 2020 as funções de gestão de garantias atualmente exercidas pelos operadores das redes de transporte e de distribuição de eletricidade passem, nos termos da regulamentação a produzir, a ser desempenhadas pelo gestor de garantias, no quadro do exercício de uma função monopolista.

Pelo que os operadores das redes que atualmente gerem garantias deverão, por instrução da ERSE, caso as opções tomadas na regulamentação a produzir consagrem tal modelo de financiamento, transferir para o novo gestor de garantias os concretos montantes que vierem a ser apurados respeitantes ao exercício da atividade que aqueles deixam de exercer.

5.5 VALORES MENSIS A TRANSFERIR PARA A SU ELETRICIDADE NO ÂMBITO DAS MEDIDAS DE SUSTENTABILIDADE DO SEN

Os valores a transferir para a SU Eletricidade, pelas respetivas Entidades Públicas, decorrentes de medidas de sustentabilidade do SEN, para redução do diferencial de custo da PRE¹ referente a 2020 são os seguintes:

⁴⁷ Consulta Pública n.º 80 – Proposta de regime de Gestão de Riscos e Garantias no SEN, que decorre até 31 de dezembro (<http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Paginas/80.aspx>).

Quadro 5-18 - Transferências no âmbito das medidas de sustentabilidade do SEN para a SU Eletricidade

Unidade: EUR

	Contribuição extraordinária sobre o setor energético e receita adicional do CELE	Montantes associados às receitas com Garantias de Origem	Montantes associados às receitas do ISP
Janeiro	4 330 494	1 152 817	907 967
Fevereiro	4 330 494	1 152 817	907 967
Março	4 330 494	1 152 817	907 967
Abril	4 330 494	1 152 817	907 967
Maiο	4 330 494	1 152 817	907 967
Junho	4 330 494	1 152 817	907 967
Julho	4 330 494	1 152 817	907 967
Agosto	4 330 494	1 152 817	907 967
Setembro	4 330 494	1 152 817	907 967
Outubro	4 330 494	1 152 817	907 967
Novembro	4 330 494	1 152 817	907 967
Dezembro	4 330 494	1 152 817	907 967
Total	51 965 930	13 833 808	10 895 600

5.6 AMORTIZAÇÃO E JUROS DA DÍVIDA TARIFÁRIA

Dando cumprimento ao estipulado no n.º 7 do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, no estabelecimento de tarifas para 2009, referente aos montantes de dívida gerada com a aplicação de medidas excecionais, identificam-se os montantes globais ainda em dívida.

Detalham-se ainda os montantes em dívida resultantes do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no artigo 73.º-A do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto.

No caso dos montantes se encontrarem titularizados, identificam-se os bancos cessionários e respetivas importâncias.

Quadro 5-19 - Amortização e juros da dívida tarifária

	Saldo em dívida em 2019	Juros 2020	Amortização e regularização 2020	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2020	Saldo em dívida em 2020
		(1)	(2)	(3) = (1)+(2)	
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	318 132 171	7 125 842	318 132 171	325 258 013	0
EDP Serviço Universal	7 612 994	170 523	7 612 994	7 783 517	0
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	25 356 222	567 954	25 356 222	25 924 176	0
CGD					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	37 601 351	842 233	37 601 351	38 443 584	0
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	50 221 258	1 124 906	50 221 258	51 346 164	0
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	152 258 694	3 410 442	152 258 694	155 669 136	0
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	25 628 581	574 055	25 628 581	26 202 636	0
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	19 453 071	435 729	19 453 071	19 888 800	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	672 365 466	12 629 713	333 054 684	345 684 396	339 310 783
EDP Serviço Universal	1	0	0	0	0
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	48 760 433	915 916	24 153 368	25 069 284	24 607 065
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	35 565 401	668 060	17 617 240	18 285 300	17 948 162
Banco Popular					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	23 925 722	449 421	11 851 551	12 300 972	12 074 171
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	36 570 319	686 937	18 115 023	18 801 960	18 455 296
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	77 974 979	1 464 682	38 624 726	40 089 408	39 350 253
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	12 311 110	231 252	6 098 280	6 329 532	6 212 830
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	48 760 456	915 916	24 153 380	25 069 296	24 607 077
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	49 463 654	929 125	24 501 707	25 430 832	24 961 947
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	17 782 689	334 030	8 808 614	9 142 644	8 974 075
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	294 576 657	5 533 328	145 917 868	151 451 196	148 658 789
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	26 674 045	501 045	13 212 927	13 713 972	13 461 118
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	665 766 378	9 932 569	218 643 955	228 576 524	447 122 423
EDP Serviço Universal	7 327 770	109 323	2 406 509	2 515 832	4 921 261
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	484 343 895	7 225 927	159 063 101	166 289 028	325 280 794
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	50 294 047	750 337	16 517 039	17 267 376	33 777 008
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	67 058 717	1 000 449	22 022 715	23 023 164	45 036 002
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	23 212 607	346 309	7 623 239	7 969 548	15 589 368
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	33 529 341	500 224	11 011 352	11 511 576	22 517 989
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	920 802 886	10 147 248	226 430 256	236 577 504	694 372 631
EDP Serviço Universal	1 721 729	18 973	423 382	442 356	1 298 347
CGD					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	109 098 428	1 202 265	26 827 875	28 030 140	82 270 553
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	108 252 626	1 192 944	26 619 888	27 812 832	81 632 738
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	76 115 168	838 789	18 717 119	19 555 908	57 398 050
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	32 983 260	363 476	8 110 756	8 474 232	24 872 503
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	109 098 428	1 202 265	26 827 875	28 030 140	82 270 553
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	71 886 530	792 190	17 677 274	18 469 464	54 209 255
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	411 646 717	4 536 347	101 226 085	105 762 432	310 420 632
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020 ^[1]					759 611 401
Tagus, SA	640 271 224	10 276 353	124 009 147	134 285 500	516 262 077
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	474 005 166	7 607 783	91 806 369	99 414 152	382 198 797
Sobrecusto da PRE 2009	166 266 058	2 668 570	32 202 778	34 871 348	134 063 280
Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008	0	-265 455	0	-265 455	0
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009	0	-265 455	0	-265 455	0
Total	3 217 338 124	49 846 270	1 220 270 212	1 270 116 481	2 756 679 313

Nota: ^[1] O valor total do sobrecusto PRE previsto para 2020 é de 1 163,9 milhões de euros.

5.7 AJUSTAMENTOS TARIFÁRIOS DE 2018 E 2019

Dando cumprimento ao estipulado na alínea b) do n.º 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro identificam-se por entidade regulada os montantes de ajustamentos referentes a 2018 e 2019 e respetivos juros.

Quadro 5-20 - Valor dos ajustamentos de 2018 e 2019 incluídos nos proveitos permitidos da REN Trading

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2020	Ajustamento dos proveitos relativos a 2018	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2018	Ajustamento provisório calculado em 2018 e incluído nas tarifas de 2019	Juros do ajustamento provisório calculado em 2018 e incluído nas tarifas de 2019	Ajustamentos extraordinários de anos anteriores, atualizados para t-2	Ajustamento do ano de 2018 a recuperar(-) a devolver (+) em 2020	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2019	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2019	Ajustamento provisório do ano de 2019 a recuperar(-) a devolver (+) em 2020	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2020
	(1)	(2) = [(1) x (1+ _{t2018})(1+ _{t2019})-1]	(3)	(4) = [(3) x (1+ _{t2018})-1]	(5)	(6) = (1)+(2)- (3)+(4)+(5)	(7)	(8) = [(7) x (1+ _{t2019})-1]	(9) = (7)+(8)	(10) = (5)+(9)
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	-66 514	-411	-25 410	-73	0	-41 441	-53 262	-154	-53 416	-94 857
Proveitos permitidos à REN Trading	-66 514	-411	-25 410	-73	0	-41 441	-53 262	-154	-53 416	-94 857

Quadro 5-21 - Valor dos ajustamentos de 2018 e 2019 incluídos nos proveitos permitidos da REN

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2020	Ajustamento dos proveitos relativos a 2018	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2018	Ajustamento provisório calculado em 2018 e incluído nas tarifas de 2019	Juros do ajustamento provisório calculado em 2018 e incluído nas tarifas de 2019	Incentivo à disponibilidade da rede de transporte, referente a t-2	Acerto do CAPEX e interruptibilidade	Total dos ajustamentos de 2018 a recuperar(-) a devolver (+) em 2020	Acerto do CAPEX de 2019 em tarifas de 2020	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2020
	(1)	(2) = [(1) x (1+ _{t2018})(1+ _{t2019})-1]	(3)	(4) = [(3) x (1+ _{t2018})-1]	(5)	(6)	(7) = (1)+(2)- (3)-(4)-(5)-(6)	(8)	(9) = (7)+(8)
Gestão Global do Sistema (GGS)	1 708	11	1 580	5		137	-4	513	510
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	26 934	166			0	16 333	10 768	11 920	22 688
Proveitos permitidos à REN	28 642	177	1 580	5	0	16 470	10 764	12 433	23 198

Quadro 5-22 - Valor dos ajustamentos de 2018 e 2019 incluídos nos proveitos permitidos da EDP Distribuição

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2020	Ajustamento dos proveitos relativos a 2018	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2018	Acerto do CAPEX	Total dos ajustamentos de 2018 a recuperar(-) a devolver (+) em 2020	Acerto do CAPEX de 2019 em tarifas de 2020	Ajustamentos extraordinários de anos anteriores	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2020
	(1)	(2) = [(1) x (1+ ₂₀₁₈) x (1+ ₂₀₁₉)-1]	(3)	(4) = (1)+(2)-(3)	(5)	(6)	(7) = (4)+(5)+(6)
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)	4 104	25		4 129			4 129
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	37 614	232	8 865	28 981	10 563	0	39 544
Proveitos permitidos à EDP Distribuição	41 718	257	8 865	33 110	10 563	0	43 674

Quadro 5-23 - Valor dos ajustamentos de 2018 e 2019 incluídos nos proveitos permitidos da SU Eletricidade

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2020	Ajustamento dos proveitos relativos a 2018	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2018	Ajustamento provisório calculado em 2018 e incluído nas tarifas de 2019	Juros do ajustamento provisório calculado em 2018 e incluído nas tarifas de 2019	Ajustamento do ano de 2018 a recuperar(-) a devolver (+) em 2020	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2019	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2019	Ajustamento provisório do ano de 2019 a recuperar(-) a devolver (+) em 2020	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2020
	(1)	(2) = [(1) x (1+ ₂₀₁₈) x (1+ ₂₀₁₉)-1]	(3)	(4) = [(3) x (1+ ₂₀₁₈)-1]	(5) = (1)+(2)-(3)-(4)	(6)	(7) = [(6) x (1+ ₂₀₁₉)-1]	(8) = (6)+(7)	(9) = (5)+(8)
Compra e Venda de Energia Elétrica	84 594	522	37 852	109	47 155	-120 208	-348	-120 556	-73 401
Sobrecusto da PRE	90 081	556	83 500	242	6 896	-148 994	-431	-149 424	-142 529
CVEE	-9 895	-61	-45 648	-132	35 824	28 785	83	28 869	64 693
Ajustamento da aditividade tarifária	4 409	27			4 436				4 436
Comercialização (C)	-996	-6			-1 002				-1 002
Proveitos permitidos à EDP SU	83 598	516	37 852	109	46 153	-120 208	-348	-120 556	-74 403

Quadro 5-24 - Valor dos ajustamentos de 2018 e 2019 incluídos nos proveitos permitidos da EDA

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamento dos proveitos relativos a 2018	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2018	Acerto do CAPEX	Total dos ajustamentos de 2018 a recuperar (-) a devolver (+) em 2020	Acerto do CAPEX de 2019 atualizado para 2020	Total dos ajustamentos a recuperar (-) a devolver (+) em 2020
	(1)	(2) = [(1) x (1+i ₂₀₁₈) x (1+i ₂₀₁₉)-1]	(3)	(4)=(1)+(2)+(3)	(5)	(6)=(4)+(5)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	-5 794	-36	-1 293	-7 123	1 829	-5 294
Distribuição de Energia Elétrica	1 974	12	-1 554	432	1 271	1 704
Comercialização de Energia Elétrica	135	1	-95	41	96	137
Proveitos permitidos à EDA	-3 686	-23	-2 941	-6 650	3 197	-3 453

Quadro 5-25 - Valor dos ajustamentos de 2018 e 2019 incluídos nos proveitos permitidos da EEM

	Ajustamento dos proveitos relativos a 2018	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2018	Acerto do CAPEX	Total dos ajustamentos de 2018 a recuperar (-) a devolver (+) em 2020	Acerto do CAPEX de 2019 atualizado para 2020	Total dos ajustamentos a recuperar (-) a devolver (+) em 2020
	(1)	(2) = [(1) x (1+i ₂₀₁₈) x (1+i ₂₀₁₉)-1]	(3)	(4)=(1)+(2)+(3)	(5)	(6)=(4)+(5)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	-5 810	-53	-5 822	-11 685	2 662	-9 023
Distribuição de Energia Elétrica	1 890	8	-1 400	497	1 340	1 837
Comercialização de Energia Elétrica	-44	0	14	-30	84	54
Proveitos permitidos à EEM	-3 964	-45	-7 209	-11 218	4 086	-7 132

6 PREÇOS DE SERVIÇOS REGULADOS

6.1 PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS

6.1.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

Os artigos 76.º, 136.º, 208.º e 270.º do Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico (RRC), preveem, respetivamente, a fixação anual dos seguintes valores:

- Preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de energia elétrica,
- Quantia mínima a pagar em caso de mora,
- Encargos com o serviço de ativação de instalações eventuais,
- Preços de leitura extraordinária.

O RRC estabelece que os preços dos serviços regulados são aprovados pela ERSE na sequência de propostas fundamentadas apresentadas pelos operadores das redes (no caso dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento e no caso da leitura extraordinária) ou comercializadores de último recurso (no caso da quantia mínima a pagar em caso de mora).

Os encargos com o serviço de ativação de instalações eventuais (feiras, circos e outros eventos com duração limitada) são, nos termos estabelecidos no RRC, atualizados pelos operadores das redes a partir de janeiro de 2014, de acordo com o valor previsto para o deflador implícito no consumo privado.

6.1.2 PROPOSTAS DAS EMPRESAS

A EDP Distribuição, no quadro do que lhe está regulamentarmente atribuído, efetuou propostas específicas de fixação e de variação dos preços dos serviços regulados a vigorarem em 2020.

A respeito dos valores propostos pela EDP Distribuição, convirá recordar que a ERSE, aquando da definição de Tarifas e Preços a vigorar em 2015, definiu que esta empresa deveria justificar os valores adotados para os encargos administrativos com as atuações para as quais se definem preços de serviços regulados. A proposta da empresa para efeitos do ano de 2016 integrou informação de justificação dos valores propostos para os custos de estrutura respetivos, tendo a ERSE aceite o valor de 20% para a recuperação

dos custos de natureza administrativa das tarefas sujeitas a preço regulado, percentual que se tem mantido nos últimos anos e que a empresa propõe que se mantenha para efeitos do ano de 2020.

Adicionalmente, na sua proposta, a EDP Distribuição refere que “Relativamente aos custos com as tarefas executadas pelos prestadores de serviço, estes foram baseados nos preços de referência da Empreitada Contínua (EC 2015), atualizados de acordo com a revisão das condições contratuais acordada em 2019, a qual levou à alteração da mão-de-obra em algumas tarefas com a consequente modificação dos preços de referência aplicáveis.”.

A SU Eletricidade, na qualidade de comercializador de último recurso, como estabelecido no RRC, apresentou proposta para a quantia mínima a pagar em caso de mora, a qual prevê a manutenção dos valores aprovados para 2019.

A EDA e a EEM propõem para 2020 a atualização quase generalizada dos diversos preços em vigor em 2019, por aplicação do deflator implícito do consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2019*, da Comissão Europeia, no valor de 1,6%.

6.1.2.1 PREÇOS DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA

EDP DISTRIBUIÇÃO

A EDP Distribuição apresentou à ERSE proposta para os preços de leitura extraordinária aplicáveis a clientes em BTN. A utilização generalizada da telecontagem em AT, MT e BTE permite que se possa prescindir da aprovação do preço deste serviço para estes níveis de tensão, tal como se verificou nos anos anteriores.

Os preços propostos pela EDP Distribuição para a leitura extraordinária para 2020 são os indicados no Quadro 6-1. Estes preços correspondem a 50% dos custos de realização da respetiva tarefa. A partilha destes custos com o cliente é justificada pela empresa pelo facto da realização de leituras reais ser também do seu interesse. De referir ainda que os custos reportados pela empresa correspondem aos preços contratados com os prestadores de serviços (concurso de empreitada contínua), acrescidos de encargos administrativos e de estrutura da EDP Distribuição, com o valor de 20%.

Quadro 6-1 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EDP Distribuição para 2020

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2019	Preços propostos pela EDP D para 2020	Variação (%)
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,64	6,98	5,0%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	24,40	25,62	5,0%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	24,40	25,62	5,0%

Aos valores indicados no Quadro 6-1 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Na sua proposta de preços para a leitura extraordinária, a EDP Distribuição menciona a realização de 159 529 leituras extraordinárias a clientes em BTN durante o ano de 2018 e 94 217 durante o 1.º semestre de 2019, das quais foram faturadas aos clientes respetivamente, 21 379 (13%) e 9 594 (10%). Os valores globais faturados a clientes em BTN em 2018 e no 1.º semestre de 2019 ascenderam a cerca de 141 737 e a 63 715 euros, respetivamente.

A EDP Distribuição justifica a diferença entre o número de leituras extraordinárias realizadas e o número de leituras extraordinárias faturadas com base nos critérios de aplicação previstos no RRC, nomeadamente a comunicação de leitura pelo cliente no mesmo período.

Conforme anteriormente referido, as leituras extraordinárias de instalações de clientes em BTN são, em regra, efetuadas por empreiteiros contratados. Os valores negociados para vigorarem no ano de 2020, a que acrescem 20% relativos aos custos administrativos e de estrutura, são os indicados no Quadro 6-2.

Quadro 6-2 - Valores das tarefas a realizar por empreiteiros da EDP Distribuição em 2020

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Tarefa Prestador Serviço	Custo Administrativo	Custo Total
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	11,67	2,33	14,00
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	64,37	12,87	77,24
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	64,37	12,87	77,24

EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES

Os preços propostos pela EDA para o serviço de leitura extraordinária constam do Quadro 6-3. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre os preços atualmente em vigor e os preços propostos pela EDA para 2020. A taxa de variação mencionada corresponde à aplicação do deflator do consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2019*, no valor de 1,6%.

Quadro 6-3 - Preços da leitura extraordinária – Proposta da EDA para 2020

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2019	Preços propostos pela EDA para 2020	Varição (%)
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	10,83	11,00	1,6%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	21,68	22,03	1,6%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	27,10	27,53	1,6%
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	5,56	5,65	1,6%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	21,68	22,03	1,6%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	27,10	27,53	1,6%

Aos valores indicados no Quadro 6-3 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

EEM – EMPRESA DE ELECTRICIDADE DA MADEIRA

Os preços propostos pela EEM para o serviço de leitura extraordinária constam do Quadro 6-4. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre os preços atualmente em vigor e os preços propostos pela EEM para 2020. A taxa de variação mencionada corresponde à aplicação do deflator do consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2019*, no valor de 1,6%.

Quadro 6-4 - Preços da leitura extraordinária – Proposta da EEM para 2020

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2019	Preços propostos pela EEM para 2020	Variação (%)
AT, MT e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	10,83	11,00	1,6%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	21,67	22,02	1,6%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	27,09	27,52	1,6%
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	7,46	7,58	1,6%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,55	20,88	1,6%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	27,09	27,53	1,6%

Aos valores indicados no Quadro 6-4 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.1.2.2 QUANTIA MÍNIMA A PAGAR EM CASO DE MORA

A SU Eletricidade, a EDA e a EEM, na qualidade de comercializadores de último recurso, propuseram, para 2020, a manutenção dos valores da quantia mínima que, recorde-se, vigoram em Portugal continental desde 1999, data da sua primeira publicação pela ERSE.

Os valores propostos constam do Quadro 6-5.

Quadro 6-5 - Quantia mínima a pagar em caso de mora – Propostas da SU Eletricidade, da EDA e da EEM para 2020

Unidade: EUR

Atraso no pagamento	Preços em vigor em 2019	Preços propostos pela SU Eletricidade, pela EDA e pela EEM para 2020	Variação (%)
Até 8 dias	1,25	1,25	0,0%
Mais de 8 dias	1,85	1,85	0,0%

6.1.2.3 PREÇOS DE ATIVAÇÃO DO FORNECIMENTO A INSTALAÇÕES EVENTUAIS

O serviço de ativação do fornecimento a instalações eventuais foi aprovado pela primeira vez para vigorar em 2012. O artigo 208.º do RRC prevê que o valor dos encargos com este serviço seja atualizado

anualmente, a partir de janeiro de 2014, de acordo com o valor previsto para o deflator implícito do consumo privado.

Os valores em vigor em 2019 são de 109,78 e 49,51 euros, respetivamente, para clientes em BTE e em BTN.

A EDP Distribuição propõe, para 2020, valores de 111,32 e 50,20 euros, respetivamente, para os encargos com a ativação de instalações eventuais para clientes em BTE e em BTN, com base na aplicação de uma taxa de variação do deflator implícito do consumo privado de 1,4%, nos termos do Programa de Estabilidade 2019/2023, publicado pelo Ministério das Finanças em abril de 2019.

A EEM e a EDA propõem, para 2020, a atualização dos valores deste serviço com base na taxa de variação do deflator implícito do consumo privado previsto para 2020, constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2019*, da Comissão Europeia, no valor de 1,6%, correspondendo a valores de 111,54 e 50,30 euros, respetivamente, para clientes em BTE e em BTN.

6.1.2.4 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUPÇÃO E RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

REN – REDE ELÉTRICA NACIONAL

A entidade concessionária da RNT não apresentou qualquer proposta de alteração aos valores vigentes para os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica de instalações ligadas à rede de transporte.

EDP DISTRIBUIÇÃO

Os valores dos preços de serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica propostos pela EDP Distribuição para 2020 são apresentados no Quadro 6-6. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual face aos preços atualmente em vigor.

Quadro 6-6 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica -
Proposta da EDP Distribuição para 2020

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2019	Preços propostos pela EDP D para 2020	Variação (%)
AT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	109,08	117,91	8,1%
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	745,36	772,46	3,6%
MT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	82,28	88,52	7,6%
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	237,07	249,05	5,1%
BTE	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento	32,95	34,87	5,8%
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	12,52	13,08	4,5%
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas</i> Interrupção / Restabelecimento	32,9	33,13	0,7%
	<i>Chegadas subterrâneas</i> Interrupção / Restabelecimento	51,52	56,92	10,5%
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	15,86	42,37	167,2%
BTN	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento	11,21	11,86	5,7%
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	12,52	13,08	4,5%
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas</i> Interrupção / Restabelecimento	13,64	15,88	16,4%
	<i>Chegadas subterrâneas</i> Interrupção / Restabelecimento	51,52	56,92	10,5%
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	29,14	30,59	5,0%

Aos valores indicados no Quadro 6-6 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Como já referido, os preços propostos resultam do preço das tarefas contratadas a prestadores de serviços (concurso de empreitada contínua estabelecido em 2015), refletindo a atualização de acordo com a revisão

das condições contratuais acordada em 2019, acrescidos de encargos administrativos e de estrutura que representam 20% dos serviços contratados.

Deste modo, genericamente, a EDP Distribuição propõe aumentos de até 6% dos preços a aplicar nos serviços de interrupção e restabelecimento de energia elétrica, em função da atualização de preços prevista nas regras estabelecidas nos contratos de empreitada contínua.

As exceções à regra de atualização referida anteriormente são:

- Em AT, os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento sem utilização de meios especiais, que a empresa propõe que sejam aumentados em 8,1%.
- Em MT, os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento sem utilização de meios especiais, que a empresa propõe que sejam aumentados em 7,6%.
- Em BTE
 - Os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento, com intervenções técnicas especiais ao nível do ramal, em chegadas subterrâneas, que a empresa propõe que sejam aumentados em 10,5%.
 - O preço do adicional para restabelecimento urgente, que a empresa propõe que seja aumentado em 167,2%.
- Em BTN
 - Os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento, com intervenções técnicas especiais ao nível do ramal, em chegadas aéreas, que a empresa propõe que sejam aumentados em 16,4%.
 - Os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento, com intervenções técnicas especiais ao nível do ramal, em chegadas subterrâneas, que a empresa propõe que sejam aumentados em 10,5%.

Na sua proposta, a EDP Distribuição menciona o registo das seguintes quantidades de ordens de serviço realizadas em 2018 e no 1.º semestre de 2019:

- AT: não foi registada nenhuma interrupção ou restabelecimento;
- MT - 2018: 725 interrupções e 968 restabelecimentos; 1.º semestre de 2019: 240 interrupções e 444 restabelecimentos;
- BTE - 2018: 2 101 interrupções e 989 restabelecimentos; 1.º semestre de 2019: 875 interrupções e 406 restabelecimentos;
- BTN - 2018: 515 444 interrupções e 286 099 restabelecimentos; 1.º semestre de 2019: 307 809 interrupções e 153 242 restabelecimentos.

EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES

O Quadro 6-7 apresenta os valores propostos pela EDA para 2020 para os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual face aos preços atualmente em vigor. Os valores propostos resultam da aplicação, pela empresa, da taxa de variação do deflator implícito do consumo privado previsto para 2020, constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2019*, da Comissão Europeia, no valor de 1,6%.

Quadro 6-7 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica -
Proposta da EDA para 2020

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2019	Preços propostos pela EDA para 2020	Variação (%)
MT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	65,03	66,07	1,6%
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	216,76	220,23	1,6%
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento	16,26	16,52	1,6%
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	27,10	27,53	1,6%
	<i>Chegadas aéreas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	32,52	33,04	1,6%
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	60,76	61,73	1,6%
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	65,03	66,07	1,6%
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS Clientes em BTN	22,47	22,83	1,6%
	Clientes em BTE	23,85	24,23	1,6%

Aos valores indicados no Quadro 6-7 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

EEM – EMPRESA DE ELECTRICIDADE DA MADEIRA

O Quadro 6-8 apresenta os valores propostos pela EEM para 2020 para os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual face aos preços atualmente em vigor. Os valores propostos resultam da aplicação, pela empresa, da taxa de variação do deflator implícito do consumo privado previsto para 2020, constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2019*, da Comissão Europeia, no valor de 1,6%.

Quadro 6-8 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica -
Proposta da EEM para 2020

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2019	Preços propostos pela EEM para 2020	Variação (%)
AT e MT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	65,00	66,04	1,6%
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	216,67	220,14	1,6%
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: <i>BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	12,05	12,24	1,6%
	<i>BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	16,26	16,52	1,6%
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	27,06	27,49	1,6%
	<i>Chegadas aéreas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	32,50	33,02	1,6%
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	78,25	79,50	1,6%
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	81,29	82,59	1,6%
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS Clientes em BTN	22,42	22,78	1,6%
	Clientes em BTE	23,85	24,23	1,6%

Aos valores indicados no Quadro 6-8 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.1.3 PREÇOS A VIGORAR EM 2020

Os preços dos serviços regulados previstos no RRC são aprovados pela ERSE com base nas propostas apresentadas pelos operadores das redes e comercializadores de último recurso.

Em regra, os serviços regulados correspondem a atuações solicitadas aos operadores das redes, que têm uma natureza individualizada, i.e., não correspondem a atuações sistémicas dos operadores. Fundamentalmente por esta razão, é definido um preço explicitado dessa atuação, de modo a que a

utilização destes serviços não corresponda a um aumento dos custos operacionais dos operadores das redes e, conseqüentemente, das tarifas de uso das redes suportadas por todos os utilizadores.

Por outro lado, a natureza regulada do preço destina-se a assegurar que a prestação do serviço é nivelada e transparente, de acordo com regras de requisição e custeio transparentes. É neste sentido que se promove, no quadro da definição do preço para estes serviços regulados, a aderência dos mesmos aos custos incorridos pelo prestador do serviço, de resto, em linha com as recomendações do Conselho Tarifário.

A definição de preços regulados alinhados com a estrutura de custos decorre, assim, da análise da informação justificativa que acompanha as propostas dos operadores e de outra informação necessária à sua concretização. Uma parte dessa informação diz respeito aos critérios de atualização que melhor se adequam à estrutura e natureza das atividades desenvolvidas. Aquando da revisão das disposições regulamentares de 2011, a ERSE propôs a adoção do deflator implícito no consumo privado como indexante de atualização dos custos de ligação de instalações eventuais. A razão fundamental da utilização de tal indexante prende-se com a maior adequação desta variável à natureza dos serviços em causa, quando comparada com a que se obtém do deflator do PIB (que agrega outros componentes macroeconómicos não necessariamente alinhados com os serviços em causa).

Integrando no contexto atual para 2020 os resultados obtidos com os trabalhos desenvolvidos desde 2011, a ERSE propõe que os preços dos serviços regulados sejam aprovados tendo em conta os seguintes pressupostos:

- Promover a continuação da aderência dos preços aos custos de prestação dos serviços regulados. O processo de aderência dos preços aos custos dos serviços prestados aos clientes em BTN tem vindo a ser efetuado de forma gradual, limitando os aumentos anuais dos preços a 5%, em linha com a metodologia seguida na aprovação dos preços desde 2012.
- Aceitar as propostas de preços das empresas que sejam devidamente justificadas ou que resultem de processos concorrenciais de contratação.
- Atualizar os preços em vigor pelo deflator implícito no consumo privado previsto para 2020 (1,6%⁴⁸) quando as empresas não apresentam justificação para a proposta de manutenção dos preços em

⁴⁸ Fonte: Relatório *European Economic Forecast – Spring 2019*, p.181, da Comissão Europeia.

vigor ou quando esta refere uma atualização por aplicação de um indexante de preço. Deste modo, pretende-se assegurar a aderência alcançada a partir de 2012 dos preços aos seus respetivos custos.

- Manter a uniformização dos preços dos serviços regulados alcançada em 2012 para um número significativo de serviços.

Em acréscimo, e atendendo ao objetivo de fazer aderir os preços dos serviços regulados à respetiva estrutura de custos, a ERSE considera que a justificação apresentada pela EDP Distribuição para a estrutura de custos administrativos seguida para Portugal continental, assente na regra de 20% sobre o custo de prestação de serviço por terceiros, poderá manter-se em 2020, uma vez que beneficia da redução do custo generalizado de prestação de serviços e porque a empresa, na justificação apresentada à ERSE apresenta rácios entre o custo de estrutura e os custos com a prestação dos serviços, que excedem os referidos 20%.

Tendo por base este enquadramento, apresentam-se seguidamente as justificações da ERSE para os preços dos serviços regulados previstos no RRC.

6.1.3.1 PREÇOS DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA

PORTUGAL CONTINENTAL

A necessidade de realização de leituras extraordinárias está associada ao facto de um elevado número de contadores se situar no interior das residências dos clientes e ainda sem acesso remoto, o que dificulta a realização das leituras normais (previstas nos roteiros de leitura). Esta situação ganha maior relevância pelo facto de, em muitos casos, os clientes se encontrarem ausentes das suas residências durante a realização das leituras normais (dias úteis, das 8 às 17 horas).

A proposta da EDP Distribuição para os valores dos preços a vigorarem em 2020 para a realização de leituras extraordinárias considera que os mesmos devem resultar da repartição do custo real dividido igualmente entre o cliente e o ORD BT.

A proposta da EDP Distribuição é baseada nos valores contratados com os prestadores de serviços para a realização de leituras extraordinárias.

A ERSE reconhece o interesse para o sistema elétrico da realização de leituras extraordinárias, designadamente para prevenir situações de consumo fraudulento, considerando-se indispensável que os

operadores das redes ofereçam aos clientes a possibilidade de prestação destes serviços a preços acessíveis e em horários alargados.

Considerando as razões expostas, a ERSE aceita a metodologia proposta pela EDP Distribuição, no que concerne à realização de leituras extraordinárias de equipamentos de medição, que considera um aumento de 5,0% do preço de leitura extraordinária, independentemente do tipo de dia e do horário.

Assim, os preços a cobrar em Portugal continental pela realização de leituras extraordinárias dos consumos de energia elétrica, previstos no artigo 270.º do RRC, são os constantes do Quadro 6-9.

Quadro 6-9 - Preços de leitura extraordinária em Portugal continental para 2020

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,97
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	25,62
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,62

Aos valores constantes do Quadro 6-9 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Aos clientes em Portugal continental cujas instalações se encontrem integradas no sistema de telecontagem não se aplicam os encargos de leitura extraordinária constantes do Quadro 6-9.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Considerando a necessidade de assegurar a aderência dos preços ao custo de prestação do serviço alcançada em 2012, e uma vez que a taxa de variação proposta pela empresa coincide com a que adota a ERSE como pressuposto de atualização (taxa de variação do deflator implícito do consumo privado previsto para 2020), os preços em vigor em 2020 resultam de um aumento de 1,6% face aos de 2019.

Deste modo, os preços de leitura extraordinária a aplicar na RAA em 2020 são os constantes do Quadro 6-10.

Quadro 6-10 - Preços de leitura extraordinária na RAA para 2020

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	11,00
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	22,03
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	27,53
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	5,65
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	22,03
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	27,53

Aos valores constantes do Quadro 6-10 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Aos clientes da RAA cujas instalações se encontrem integradas no sistema de telecontagem não se aplicam os encargos de leitura extraordinária constantes do Quadro 6-10.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Considerando a necessidade de assegurar a aderência dos preços ao custo de prestação do serviço alcançada em 2012, e uma vez que a taxa de variação proposta pela empresa coincide com a que adota a ERSE como pressuposto de atualização (taxa de variação do deflator implícito do consumo privado previsto para 2020), os preços em vigor em 2020 resultam de um aumento de 1,6% face aos de 2019.

Deste modo, os preços de leitura extraordinária a aplicar na RAM em 2020 são os constantes do Quadro 6-11.

Quadro 6-11 - Preços de leitura extraordinária na RAM para 2020

Unidade: EUR

Ciente	Horário	Preços
AT, MT e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	11,00
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	22,02
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	27,52
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	7,58
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,88
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	27,53

Aos valores constantes do Quadro 6-11 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Aos clientes da RAM cujas instalações se encontrem integradas no sistema de telecontagem não se aplicam os encargos de leitura extraordinária constantes do Quadro 6-11.

6.1.3.2 QUANTIA MÍNIMA A PAGAR EM CASO DE MORA

Os valores para a quantia mínima a pagar em caso de mora mantêm-se inalterados desde 1999, ano em que foram aprovados pela primeira vez pela ERSE, tendo em 2004 sido adotados para a RAA e para a RAM. A aprovação destes valores ocorreu após demonstração de que os mesmos se destinavam exclusivamente a suprir os custos administrativos incorridos com a existência de atrasos de pagamento por parte dos clientes.

Recorde-se que a quantia mínima é aplicada somente aos clientes em BTN nos casos em que o valor dos juros de mora é muito reduzido e não cobre os custos adicionais de processamento administrativo motivados pelo atraso no pagamento das faturas de energia elétrica.

A proposta efetuada pela SU Eletricidade, pela EDA e pela EEM, na qualidade de comercializadores de último recurso, para os valores de quantia mínima a pagar em caso de mora não sofre alterações face a 2019, nem se alteram os fundamentos para os custos provocados pelo atraso no pagamento das faturas.

Estes factos permitem, no entender da ERSE, concluir que os valores em vigor são adequados, não se justificando a sua atualização.

Face ao exposto, os valores de quantia mínima em caso de mora em Portugal continental, na RAA e na RAM não sofrem alterações, correspondendo aos que se apresentam no Quadro 6-12.

Quadro 6-12 - Valor da quantia mínima a pagar em caso de mora para 2020 em Portugal continental, na RAA e na RAM

Unidade: EUR

Atraso no pagamento	Preços
Até 8 dias	1,25
Mais de 8 dias	1,85

Os prazos referidos no Quadro 6-12 são contínuos.

6.1.3.3 PREÇOS DE ATIVAÇÃO DO FORNECIMENTO A INSTALAÇÕES EVENTUAIS

O serviço de ativação do fornecimento a instalações eventuais foi aprovado pela primeira vez para vigorar em 2012. O artigo 208.º do RRC prevê que o valor dos encargos com este serviço seja atualizado anualmente, a partir de janeiro de 2014, de acordo com o valor previsto para o deflator implícito do consumo privado. Este valor, de acordo com os pressupostos adotados pela ERSE, será de 1,6% em 2020.

Deste modo, os preços para vigorarem em 2020 são os que constam do Quadro 6-13.

Quadro 6-13 - Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais para 2020 em Portugal continental, na RAA e na RAM

Unidade: EUR

Cliente	Preços
BTE	111,54
BTN	50,30

Aos valores constantes do Quadro 6-13 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.1.3.4 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUPÇÃO E RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

PORTUGAL CONTINENTAL – INSTALAÇÕES EM MAT

A entidade concessionária da RNT não apresentou qualquer proposta de alteração aos valores vigentes para os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica de instalações ligadas à rede de transporte.

Deste modo, considera-se adequado manter em 2020 os preços em vigor para 2019. Os preços aprovados para vigorarem em 2020 são os que constam do Quadro 6-14.

Quadro 6-14 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica em MAT para 2020

		Unidade: EUR
Cliente	Serviços	Preços
MAT	Cliente abastecido por linhas dedicadas de uso exclusivo: Interrupção / Restabelecimento	271,45
	Cliente não abastecido por linhas dedicadas de uso exclusivo (valor por cada linha de ligação): Interrupção / Restabelecimento	1927,95

Aos valores constantes do Quadro 6-14 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

PORTUGAL CONTINENTAL – INSTALAÇÕES EM AT, MT E BT

Os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento de energia elétrica são aplicados aos clientes na sequência de incumprimento das suas obrigações contratuais. A interrupção de fornecimento de energia elétrica é precedida de aviso prévio com a antecedência mínima de dez dias relativamente à data em que irá ocorrer, período durante o qual o cliente pode diligenciar no sentido de evitar a interrupção e o consequente pagamento destes serviços.

Considerando a proposta da EDP Distribuição e a limitação de 5% para os aumentos anuais dos preços dos serviços prestados aos clientes em BTN, em linha com a metodologia seguida na aprovação dos preços desde 2012, os preços aprovados para vigorarem em 2020 são os que constam do Quadro 6-15.

Quadro 6-15 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental para 2020
(AT, MT e BT)

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
AT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	117,91
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	772,46
MT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	88,52
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	249,05
BTE	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento	34,87
	Adicional para operação de enfiamento/dsenfiamento de derivação	13,08
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas</i> Interrupção / Restabelecimento	33,13
	<i>Chegadas subterrâneas</i> Interrupção / Restabelecimento	56,92
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	42,37
BTN	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento	11,77
	Adicional para operação de enfiamento/dsenfiamento de derivação	13,08
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas</i> Interrupção / Restabelecimento	14,32
	<i>Chegadas subterrâneas</i> Interrupção / Restabelecimento	54,10
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	30,59

Aos valores constantes do Quadro 6-15 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Nos termos previstos no RQS, o restabelecimento urgente de fornecimento deve ser efetuado no prazo máximo de quatro horas.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Considerando a necessidade de assegurar a aderência dos preços aos custos de prestação do serviço alcançada em 2012, os preços em vigor em 2019 foram atualizados pelo deflator implícito do consumo privado previsto para 2020 (no valor de 1,6%). Deste modo, os preços aprovados para vigorarem em 2020 são os que constam do Quadro 6-16.

Quadro 6-16 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA para 2020

Unidade: EUR		
Cliente	Serviços	Preços
MT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	66,07
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	220,23
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento	16,52
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	27,53
	<i>Chegadas aéreas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	33,04
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	61,73
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	66,07
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	
	Clientes em BTN	22,83
	Clientes em BTE	24,23

Aos valores constantes do Quadro 6-16 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Nos termos previstos no RQS, o restabelecimento urgente de fornecimento deve ser efetuado no prazo máximo de quatro horas.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Considerando a necessidade de assegurar a aderência dos preços aos custos de prestação do serviço alcançada em 2012, os preços em vigor em 2019 foram atualizados pelo deflator implícito do consumo privado previsto para 2020 (no valor de 1,6%). Deste modo, os preços aprovados para vigorarem em 2020 são os que constam do Quadro 6-17.

Quadro 6-17 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAM para 2020

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
AT e MT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	66,04
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	220,14
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: <i>BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	12,24
	<i>BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	16,52
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	27,49
	<i>Chegadas aéreas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	33,02
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	79,50
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	82,59
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	
	Clientes em BTN	22,78
	Clientes em BTE	24,23

Aos valores constantes do Quadro 6-17 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Nos termos previstos no RQS, o restabelecimento urgente de fornecimento deve ser efetuado no prazo máximo de quatro horas.

6.2 PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DOS SERVIÇOS DAS REDES INTELIGENTES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

6.2.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

O artigo 33.º do Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica (RSRI)⁴⁹ prevê a fixação de preços regulados para os seguintes serviços a prestar pelos Operadores das Redes de Baixa Tensão (ORD BT):

- Alteração temporária da potência contratada de forma remota;
- Operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição;
- Interrupção e restabelecimento remotos;
- Aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos ORD BT;
- Recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes.

O RSRI estabelece que os preços dos serviços regulados são aprovados pela ERSE na sequência de propostas fundamentadas apresentadas pelos ORD BT.

6.2.2 PROPOSTAS DAS EMPRESAS

Relativamente aos preços regulados dos serviços previstos no âmbito do RSRI, a EDP Distribuição foi o único ORD BT a apresentar uma proposta, salientando, contudo, que a metodologia apresentada poderá ser aperfeiçoada à medida que a experiência na prestação destes serviços aumente.

⁴⁹ Regulamento n.º 610/2019, publicado no *Diário da República*, 2.ª Série, n.º 147, de 2 de agosto.

A EDP Distribuição indica que uma grande parte destes serviços regulados assenta no recurso às funcionalidades de operações remotas utilizando para tal os sistemas desenvolvidos e, que embora os diferentes serviços possam ter uma duração e complexidade distintas, apresenta na sua proposta o racional para definição de intervenções tipo e propõe que se considere um preço unitário para estas intervenções. Neste sentido, a proposta apresentada consiste em que se aplique o mesmo preço do serviço de interrupção e restabelecimento remotos, já em vigor desde 2017, às restantes operações remotas, o que corresponde a 3,00 € por operação remota, justificado pelo facto de que o ano de 2020 será um ano de transição, no qual tanto os sistemas como os processos iram entrar gradualmente em operação, continuando a ser necessário o recurso à mão de obra interna, mas de uma forma tendencialmente decrescente.

A EDP Distribuição propõe que se mantenha o princípio de utilização de tarefas da Empreitada Contínua ou de mão-de-obra interna, relativamente ao tratamento remoto de Ordens de Serviço e atividades definidas para estes novos serviços.

6.2.2.1 PREÇO DO SERVIÇO DE ALTERAÇÃO TEMPORÁRIA DA POTÊNCIA CONTRATADA DE FORMA REMOTA

EDP DISTRIBUIÇÃO

No RSRI é estabelecido que, nas situações de interrupção de fornecimento por facto imputável ao cliente BTN, em que seja associado um pré-aviso, deve ser concedida, desde que seja obtido o acordo do cliente, uma redução temporária da potência contratada para 1,15 kVA por um período adicional de 10 dias.

A EDP Distribuição indica que, nestes casos, a interrupção de fornecimento poderá prever as seguintes etapas:

- Pedido de interrupção com redução temporária da potência contratada para 1,15 kVA, por um período adicional de 10 dias, antes de se proceder à interrupção,
- Interrupção do fornecimento,
- Reposição do fornecimento,
- Reposição da potência contratada.

Adicionalmente, assinala que o pedido da redução temporária da potência contratada gera uma Ordem de Serviço, para que, remotamente, se altere o valor de potência contratada pelo período adicional previsto, e findo este período, e caso se mantenham os factos imputáveis ao cliente, a interrupção será efetivada remotamente. Caso tenha ocorrido a redução temporária de potência contratada e a posterior interrupção, no momento da religação a EDP Distribuição assinala que deve ser assegurada a retoma do valor inicial de potência contratada.

A EDP Distribuição propõe a criação de um preço unitário por intervenção remota, no valor de 3 € acrescido o IVA à taxa legal em vigor, aplicando-se este preço às operações que se mostrem necessárias executar.

6.2.2.2 PREÇO DO SERVIÇO DA OPERAÇÃO DE DESSELAGEM E RESSELAGEM PARA ACESSO À PORTA SÉRIE DE COMUNICAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

EDP Distribuição

A EDP Distribuição indica que este serviço permite o acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição inteligentes, nas situações em que este ainda não esteja acessível do exterior ou quando se torne necessário instalar no interior da tampa do contador equipamento de recolha de dados. Quando o cliente necessite de aceder à porta série de comunicação dos equipamentos de medição o ORD BT deve garantir o acesso a esta através da desselagem da tampa do contador e posterior resselagem, através de intervenções locais coordenadas/agendadas com o cliente de forma a serem concretizadas numa única deslocação ao local de consumo.

A metodologia proposta pela EDP Distribuição para a formação deste preço é semelhante à utilizada para o preço para a Leitura Extraordinária em horário normal, uma vez que este serviço é executado em regra geral por prestadores de serviço externos (concurso de Empreitada Contínua), aos quais acrescem os encargos administrativos e de estrutura da EDP Distribuição, com o valor de 20%, resultando no preço total de 14 € acrescido o IVA à taxa legal em vigor, a suportar pelo cliente à porta série de comunicação dos equipamentos de medição.

6.2.2.3 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUPTÃO E RESTABELECIMENTOS REMOTOS

EDP DISTRIBUIÇÃO

A EDP Distribuição indica que este serviço já era considerado um serviço com preço regulado estabelecido pela ERSE, no entanto, a figura de restabelecimento remoto urgente foi agora introduzida pelo RSRI, sendo necessário estabelecer um preço para este serviço, tendo em conta que os prazos para estas intervenções remotas correspondem a 6 horas, nas situações normais, e a 3 horas para o restabelecimento urgente.

A EDP Distribuição propõe que o preço a considerar pela funcionalidade de interrupção e restabelecimento corresponda, para cada uma das intervenções, ao valor do preço unitário por intervenção remota, e quando se trate de um restabelecimento urgente, se considere um valor adicional ao preço do restabelecimento normal, sendo proposto um valor equivalente à realização de uma operação remota, de acordo com o Quadro 6-18.

Quadro 6-18- Preços dos serviços de interrupção e restabelecimentos remotos - Proposta da EDP Distribuição para 2020

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços em vigor em 2019	Preços propostos pela EDP D para 2020	Variação (%)
BTN	Operação remota: Interrupção/Restabelecimento	3,00	3,00	0,0%
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RSRI	-	3,00	-

Aos valores indicados no Quadro 6-18 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.2.2.4 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE AQUISIÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO INTELIGENTES, PELOS AUTOCONSUMIDORES, AOS ORD BT

EDP DISTRIBUIÇÃO

A EDP Distribuição indica que, no momento da instalação de uma unidade de autoconsumo, o cliente pode solicitar a substituição do equipamento de contagem por um equipamento que permita a bidirecionalidade do registo das energias injetadas na rede e utilizada na instalação de consumo, sendo encargo do cliente o pagamento deste equipamento e competindo aos ORD os encargos com a sua instalação e manutenção futura.

A EDP Distribuição indica que os preços apresentados refletem os preços de aquisição destes equipamentos de medição.

Na proposta apresentada pela EDP Distribuição são apresentados os valores de aquisição de equipamentos de medição, por parte dos autoconsumidores, de acordo com Quadro 6-19.

Quadro 6-19- Preços dos serviços de aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos ORD BT - Proposta da EDP Distribuição para 2020

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços propostos pela EDP D para 2020
BTN	Aquisição dos equipamentos de medição inteligentes:	
	Contagem trifásica	51,18
	Contagem monofásica	24,15

Aos valores indicados no Quadro 6-19 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.2.2.5 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE RECOLHA PONTUAL DE DIAGRAMAS DE CARGA DE INSTALAÇÕES DE CONSUMO DOTADAS DE EQUIPAMENTO DE MEDIÇÃO INTELIGENTE NÃO INTEGRADAS EM REDES INTELIGENTES

EDP DISTRIBUIÇÃO

A EDP Distribuição identifica que, a partir do momento em que o equipamento de medição do consumo instalado permita a desagregação dos consumos por períodos de 15 minutos, e caso essa instalação não se encontre ainda integrada nas redes inteligentes, o cliente pode solicitar a recolha pontual do diagrama de carga e este serviço deve ser disponibilizado pelo ORD BT. Adicionalmente, tendo em conta o regime de aplicação transitória do RSRI, este serviço deve ser disponibilizado às instalações de consumo integradas em redes inteligentes para as quais não seja ainda recolhido o diagrama de cargas.

O preço relativo a este serviço apresentado pela EDP Distribuição baseia-se na geração de uma ordem de serviço para deslocação ao local de um prestador de serviços, no tratamento da informação recolhida e na sua disponibilização, de acordo com Quadro 6-20.

Quadro 6-20- Preços dos serviços de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes - Proposta da EDP Distribuição para 2020

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços propostos pela EDP D para 2020
BTN	Recolha local do diagrama de carga (período de recolha 31 dias)	14,00
	Processamento e Armazenamento dos diagramas de carga (2 anos)	0,58
	Validação dos diagramas de carga em caso de alarmística	0,33
	Recolha de informação e resposta ao Cliente/Comercializador	14,67
	Recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes	29,58

Aos valores indicados no Quadro 6-20 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.2.3 PREÇOS A VIGORAR EM 2020

Os preços dos serviços regulados previstos no RSRI são aprovados pela ERSE com base nas propostas apresentadas pelos ORD BT.

Os preços para os serviços a prestar pelos ORD BT no âmbito do RSRI contaram apenas com uma proposta da EDP Distribuição, e uma vez que se tratam de novos serviços ou serviços prestados de forma diferente dos atuais serviços, a metodologia apresentada para formação do preço estará sujeita a aperfeiçoamentos à medida que a experiência na sua prestação aumente.

Dos novos serviços, para os quais é necessário estabelecer um preço, grande parte diz respeito a operações remotas (alteração temporária da potência contratada de forma remota e interrupção e restabelecimento remotos) enquanto outra corresponde, em parte ou na totalidade, a intervenções no local de consumo por parte de prestadores de serviços (operação de desselagem e resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição e a recolha local de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes).

A ERSE estabeleceu pela primeira vez em 2016 o preço regulado do serviço de interrupção e restabelecimento remotos para vigorar no ano de 2017. O preço deste serviço servirá de base para os restantes preços de operações realizadas remotamente, embora estas operações possam ter uma duração e complexidade distintas, não existe experiência no seu desempenho para que seja possível identificar uma diferenciação de preço associada a cada um dos serviços executados remotamente.

Enquanto que para os preços dos serviços baseados em ordens de serviços, que originam uma deslocação ao local de consumo por parte de prestadores de serviço, são utilizados os valores previstos em concurso de empreitada contínua, acrescidos de encargos administrativos e de estrutura que representam 20% dos serviços contratados.

Quando existe uma instalação de autoconsumo, o cliente pode solicitar a substituição do equipamento por um equipamento que permita a bidirecionalidade, nesta situação há partilha de encargos entre o autoconsumidor e o respetivo ORD⁵⁰, sendo da responsabilidade do autoconsumidor os encargos relativos à aquisição do equipamento de medição enquanto que são da responsabilidade do respetivo ORD os

⁵⁰ No ponto 10 do Capítulo II do *Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados*.

encargos relativos à instalação e manutenção do equipamento. No âmbito do RSRI, é então necessário definir-se um preço para aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos ORD BT.

Tendo por base este enquadramento, apresentam-se seguidamente as justificações da ERSE para os preços dos serviços regulados previstos no RSRI.

6.2.3.1 PREÇO DO SERVIÇO DE ALTERAÇÃO TEMPORÁRIA DA POTÊNCIA CONTRATADA DE FORMA REMOTA

No RSRI é estabelecido que nas situações de interrupção de fornecimento por facto imputável ao cliente BTN, em que seja associado um pré-aviso, deve ser concedido, desde que seja obtido o acordo do cliente, uma redução temporária da potência contratada para 1,15 kVA por um período adicional de mais 10 dias.

Caso se mantenham os factos imputáveis ao cliente, e findos os 10 dias de período adicional, o cliente pode ser interrompido. Quando a situação que originou a interrupção se encontra sanada, procede-se ao restabelecimento, devendo ser assegurada a retoma do valor inicial de potência contratada. O cliente pode evitar que ocorra a interrupção se resolver a situação durante o período adicional, continuando a ser necessário que ocorra a reposição da potência contratada.

Face ao exposto, os valores dos preços dos serviços de alteração temporária da potência contratada remotamente para 2020 em Portugal continental, na RAA e na RAM correspondem aos que se apresentam no Quadro 6-21.

Quadro 6-21 - Preços dos serviços de alteração temporária da potência contratada remotamente para 2020 em Portugal Continental, na RAA e na RAM

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
BTN	Alteração temporária da potência contratada de forma remota:	
	Redução temporária da potência contratada para 1,15 kVA	3,00
	Interrupção de fornecimento remoto	3,00
	Restabelecimento de fornecimento remoto*	3,00
	Reposição da potência contratada*	3,00

* Caso ocorra o restabelecimento de fornecimento em simultâneo com a reposição da potência contratada só pode ser cobrado o valor correspondente a uma das ações remotas.

Aos valores indicados no Quadro 6-21 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.2.3.2 PREÇOS DOS SERVIÇOS DA OPERAÇÃO DE DESSELAGEM E RESSELAGEM PARA ACESSO À PORTA SÉRIE DE COMUNICAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

O ORD BT deve garantir ao cliente o acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição através da desselagem da tampa do contador e posterior resselagem, através de intervenções locais coordenadas/agendadas com o cliente de forma a serem concretizadas numa única deslocação ao local de consumo. Uma vez que esta deslocação é executada por prestadores de serviço, são aplicados os valores previstos em concurso de empreitada contínua (EC), acrescidos de encargos administrativos e de estrutura que representam 20% dos serviços contratados.

Considerando a proposta da EDP Distribuição que está em linha com a metodologia seguida para os preços dos serviços do RRC relacionados com empreitada contínua, os preços aprovados para vigorarem em 2020 são os que constam do Quadro 6-22.

Quadro 6-22 - Preço da operação de desselagem e resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição para 2020 em Portugal Continental, na RAA e na RAM

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço proposto pela EDP D para 2020
BTN	Operação Desselagem e Resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição	14,00

Aos valores indicados no Quadro 6-22 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.2.3.3 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUPTÃO E RESTABELECIMENTOS REMOTOS

O preço do serviço de interrupção (e de restabelecimento) é publicados anualmente pela ERSE e desde 2017 já se encontram previstos preços específicos para a sua realização remota, quer da interrupção de fornecimento quer do restabelecimento.

No entanto, a figura de restabelecimento remoto urgente é um novo serviço introduzido pelo RSRI, sendo necessário estabelecer um preço para este, tendo em conta que o prazo para estas intervenções remotas corresponde a 3 horas enquanto que o prazo do restabelecimento normal corresponde a 6 horas.

Considerando a proposta da EDP Distribuição, que propõe manter o preço já em vigor para o serviço de interrupção e restabelecimento remotos (correspondente ao valor unitário por ação remota) e propõe que no caso de se tratar de um restabelecimento urgente se considere um valor adicional ao preço do restabelecimento normal, correspondendo ao valor equivalente à realização de uma operação remota, os preços aprovados para vigorarem em 2020 são os que constam do Quadro 6-23.

**Quadro 6-23 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento para 2020 em Portugal Continental,
na RAA e na RAM**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços²
BTN	Operação remota: Interrupção/Restabelecimento	3,00
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RSRI	3,00

Aos valores indicados no Quadro 6-23 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.2.3.4 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE AQUISIÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO INTELIGENTES, PELOS AUTOCONSUMIDORES, AOS ORD BT

Como foi identificado anteriormente, o autoconsumidor pode solicitar a substituição do equipamento de medida por um equipamento que permita a bidirecionalidade, nesta situação é da responsabilidade do autoconsumidor os encargos relativos à aquisição do equipamento de medição enquanto que os encargos relativos à instalação do equipamento são da responsabilidade do respetivo ORD. Mais especificamente no âmbito do RSRI é necessário estabelecer um preço para aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos ORD BT.

Os preços apresentados pela EDP Distribuição refletem os preços de aquisição destes equipamentos de medição. É de salientar que estes valores agora apresentados são inferiores aos enviados pela empresa em fevereiro de 2018 para o efeito de atualização da análise de custo/benefício no âmbito da Portaria n.º 231/2013.

Considerando a proposta da EDP Distribuição, os preços aprovados para vigorarem em 2020 são os que constam do Quadro 6-24.

Quadro 6-24 - Preços dos serviços de aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos ORD BT, para 2020 em Portugal Continental, na RAA e na RAM

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços²
BTN	Aquisição dos equipamentos de medição inteligentes:	
	Contagem trifásica	51,18
	Contagem monofásica	24,15

Aos valores indicados no Quadro 6-24 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.2.3.5 PREÇOS DO SERVIÇO DE RECOLHA PONTUAL DE DIAGRAMAS DE CARGA DE INSTALAÇÕES DE CONSUMO DOTADAS DE EQUIPAMENTO DE MEDIÇÃO INTELIGENTE NÃO INTEGRADAS EM REDES INTELIGENTES

Os clientes das instalações dotadas de equipamento de medição inteligente, não integradas nas redes inteligentes, têm o direito de solicitar, diretamente ao ORD BT ou por intermédio do respetivo comercializador, a recolha pontual de diagramas de carga. Adicionalmente, considerando o regime de aplicação transitória do RSRI este serviço deve ser disponibilizado às instalações de consumo integradas em redes inteligentes para as quais não seja recolhido o diagrama de cargas.

O preço apresentado pela EDP Distribuição é composto por uma ordem de serviço para deslocação ao local por parte de um prestado de serviços, tratamento da informação recolhida e na sua disponibilização.

Considerando a proposta da EDP Distribuição, os preços aprovados para vigorarem em 2020 são os que constam do Quadro 6-25.

Quadro 6-25 - Preços dos serviços de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes para 2020 em Portugal Continental, na RAA e na RAM

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço²
BTN	Recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes	29,58

Aos valores indicados no Quadro 6-25 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.3 PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

O Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), em vigor desde janeiro de 2019, publicou em anexo os preços máximos para verificação da qualidade da energia, previstos no artigo 65.º do RQS. O referido anexo prevê que os preços sejam atualizados anualmente de acordo com o índice de preços no consumidor sem habitação em Portugal verificada em junho de ano anterior. Assim, deixou de ser necessária uma publicação anual pela ERSE deste preço regulado.

A EDP Distribuição apresentou uma proposta no sentido de atualizar o preço em vigor em 2019 pelo deflator implícito no consumo privado.

Tendo em conta o exposto, a ERSE não propõe novos preços para este serviço, aplicando o previsto no RQS.

7 ANÁLISE DO IMPACTE DAS DECISÕES TARIFÁRIAS

No presente capítulo apresentam-se os impactes nas tarifas das atividades reguladas pela ERSE para o ano 2020. Os impactes são avaliados na perspetiva da evolução dos preços médios⁵¹: i) das tarifas por atividade; ii) das tarifas de Acesso às Redes; iii) das tarifas Aditivas de Venda a Clientes Finais; iv) das tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso; v) das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA; e (vi) das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM. Adicionalmente são ainda apresentadas análises sobre a convergência tarifária entre Portugal continental e as Regiões Autónomas (secção 7.7) e sobre os custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral (secção 7.8).

Relativamente à evolução dos preços médios nas secções 7.1 até 7.6 importa explicitar os critérios adotados para decompor as variações dos preços médios entre os anos 2019 e 2020, designadamente pela identificação de três estados distintos:

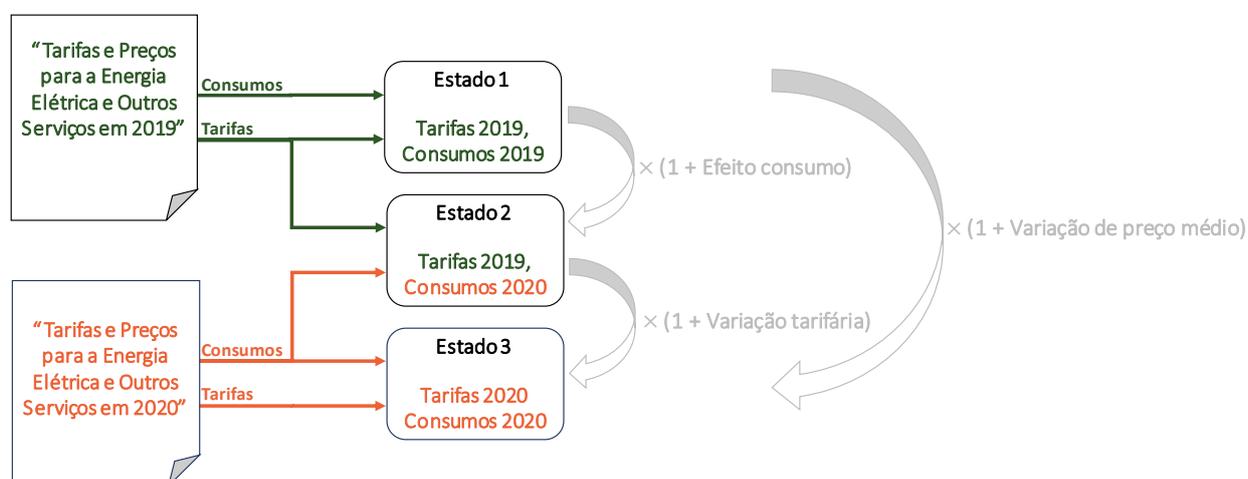
- **“Tarifas 2019, consumos 2019”**: O primeiro estado corresponde à situação no ano 2019, isto é, assume as quantidades e as tarifas previstas para 2019, conforme o documento “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2019” da ERSE.
- **“Tarifas 2019, consumos 2020”**: O segundo estado incorpora a estrutura e o nível de consumos previstos para 2020, conforme o presente documento, embora assumindo as tarifas do ano 2019.
- **“Tarifas 2020, consumos 2020”**: O terceiro estado traduz os preços médios resultantes da aplicação das tarifas definidas pela ERSE para 2020 e as respetivas quantidades para esse ano.

⁵¹ Entende-se por ‘preço médio’, medido em €/kWh, a divisão entre os proveitos (em euros) de uma atividade e o respetivo consumo de energia elétrica (em kWh).

Com esta separação é possível identificar os efeitos que afetam a variação dos preços médios das tarifas no que respeita, por um lado, à variação dos preços das tarifas e, por outro lado, à alteração do cabaz de quantidades vendidas (ver Figura 7-1). A variação do preço médio representa a conjugação da variação dos preços das tarifas (variação tarifária) com a alteração do cabaz das quantidades vendidas (efeito consumo). Em termos algébricos, a variação de preço médio entre o ano 2019 (estado 1) e o ano 2020 (estado 3) depende da variação tarifária e do efeito consumo através da seguinte equação:⁵²

$$(1 + \text{Variação de preço médio}) = (1 + \text{Variação tarifária}) \times (1 + \text{Efeito consumo})$$

Figura 7-1 – Decomposição da variação de preço médio



Em resumo, o efeito da variação tarifária entre um ano e o ano seguinte traduz a alteração dos preços das tarifas, assumindo a estrutura de consumos do ano seguinte.

⁵² Para variações reduzidas, por exemplo inferiores a 2%, a equação pode ser aproximada da seguinte forma: Variação de preço médio \approx Variação tarifária + Efeito consumo.

7.1 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE

7.1.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE ENTRE 2019 E 2020

Nesta secção apresenta-se evolução dos preços médios das tarifas das atividades reguladas pela ERSE entre os anos 2019 e 2020.

A Figura 7-2 apresenta a variação do preço médio e as respetivas decomposições para as várias tarifas que compõem a tarifa de acesso às redes, a qual é suportada por todos os consumidores do mercado elétrico, incluindo o mercado liberalizado e o mercado regulado. A figura identifica que a tarifa de operação logística de mudança de comercializador, a tarifa de uso global do sistema e a tarifa de uso da rede de transporte em MAT apresentam acréscimos no preço médio entre 2019 e 2020. A tarifa de uso da rede de transporte em AT, a tarifa de uso da rede de distribuição em AT, a tarifa de uso da rede de distribuição em MT e a tarifa de uso da rede de distribuição em BT apresentam reduções no preço médio entre 2019 e 2020, em linha com o sentido das variações tarifárias.

Figura 7-2 - Decomposição da variação do preço médio nas parcelas da tarifa de acesso às redes

Tarifa	Preço médio 2019	Preço médio 2020	Variação preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	0,00003 €/kWh Receitas: 1 197 mil € Quantidades: 46 647 GWh	0,00003 €/kWh Receitas: 1 198 mil € Quantidades: 46 298 GWh	0,8%	-0,8%	1,6%
Tarifa de Uso Global do Sistema	0,0389 €/kWh Receitas: 1 813 962 mil € Quantidades: 46 647 GWh	0,0413 €/kWh Receitas: 1 913 903 mil € Quantidades: 46 298 GWh	6,3%	5,9%	0,3%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT	0,0028 €/kWh Receitas: 6 183 mil € Quantidades: 2 222 GWh	0,0029 €/kWh Receitas: 6 799 mil € Quantidades: 2 382 GWh	2,6%	-2,5%	5,2%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT	0,0058 €/kWh Receitas: 256 215 mil € Quantidades: 44 425 GWh	0,0056 €/kWh Receitas: 245 206 mil € Quantidades: 43 916 GWh	-3,2%	-4,8%	1,7%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT	0,0017 €/kWh Receitas: 76 280 mil € Quantidades: 44 425 GWh	0,0016 €/kWh Receitas: 68 807 mil € Quantidades: 43 916 GWh	-8,8%	-9,9%	1,3%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT	0,0080 €/kWh Receitas: 299 667 mil € Quantidades: 37 268 GWh	0,0071 €/kWh Receitas: 260 176 mil € Quantidades: 36 785 GWh	-12,0%	-12,6%	0,7%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT	0,0308 €/kWh Receitas: 673 391 mil € Quantidades: 21 879 GWh	0,0307 €/kWh Receitas: 660 338 mil € Quantidades: 21 515 GWh	-0,3%	-1,4%	1,2%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde.

A Figura 7-3 apresenta a variação do preço médio e as respetivas decomposições para a tarifa de energia e a tarifa de comercialização, as quais são suportadas apenas pelos consumidores do mercado regulado, uma vez que os consumidores do mercado liberalizado negociam o preço da energia e da comercialização diretamente com os comercializadores de mercado. No caso da tarifa de energia assiste-se a um decréscimo de -4,5% do preço médio, impulsionado essencialmente pelo efeito da variação tarifária (-4,1%). No caso da tarifa de comercialização prevê-se um acréscimo de 11,7% no preço médio entre 2019 e 2020, explicado fundamentalmente por um aumento de 11,7% por efeito de variação tarifária.

Figura 7-3 - Decomposição da variação do preço médio nas tarifas de energia e comercialização

Tarifa	Preço médio 2019	Preço médio 2020	Variação preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Energia	0,0767 €/kWh Receitas: 199 593 mil € Quantidades: 2 601 GWh	0,0733 €/kWh Receitas: 177 378 mil € Quantidades: 2 421 GWh	-4,5%	-4,1%	-0,4%
Tarifa de Comercialização	0,0084 €/kWh Receitas: 21 739 mil € Quantidades: 2 601 GWh	0,0093 €/kWh Receitas: 22 613 mil € Quantidades: 2 421 GWh	11,7%	11,7%	0,1%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde.

7.1.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE ENTRE 2002 E 2020

O Quadro 7-1 apresenta a evolução nas tarifas das atividades reguladas em termos reais e nominais desde o ano 2002.⁵³

As tarifas de Uso da Rede de Distribuição em MT e em BT apresentam em 2020 um valor real inferior face ao ano de 2002, fruto dos ganhos de eficiência que têm sido alcançados e, conseqüentemente, sido partilhados com os consumidores. As tarifas de Comercialização apresentam em 2020 variações acentuadas, mas o seu peso na fatura dos clientes é reduzido.

A tarifa de Uso Global do Sistema tem observado acréscimos desde 2002, fruto do incremento acentuado dos custos de interesse económico geral. Note-se que estes custos de interesse económico geral têm crescido em volume (é exemplo o sobrecusto com a produção em regime especial) e em número (novos custos foram sendo incluídos na tarifa ao longo dos anos, como a remuneração dos terrenos dos centros electroprodutores e os CMEC). Nas tarifas de 2009, a tendência inverteu-se por via das disposições constantes do Decreto-Lei n.º 165/2008 que adiam os sobrecustos com a produção em regime especial de 2009 por um período de 15 anos, com efeitos a partir de 2010. Nas tarifas de 2012 a 2020, entre outras situações, a variação reflete a recuperação dos sobrecustos com a produção em regime especial num período quinquenal, ao abrigo do n.º 1 do artigo 73.º A do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho,

⁵³ Os preços médios apresentados até 2020 não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura de consumos do respetivo ano, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias.

alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto. Verifica-se que, face a 2018, em 2019 e em 2020 apresenta-se uma redução, em termos nominais e reais, da tarifa de Uso Global do Sistema.

Quadro 7-1 - Evolução real e nominal das tarifas por atividade (ano 2002 = 100)

Preço médio (ano 2002 = 100)		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Energia	real	100	96	101	103	97	96	88	123	86	81	103	104	101	99	89	83	87	103	99
	nominal	100	100	107	113	110	111	104	148	104	97	123	127	125	125	113	107	114	138	133
OLMC	real																	100	101	102
	nominal																	100	100	99
Uso Rede Transporte	real	100	93	103	104	101	113	144	144	186	178	172	206	223	172	162	191	172	151	144
	nominal	100	96	109	114	114	131	170	173	223	214	205	251	274	216	207	249	227	201	192
Uso Rede Distribuição AT	real	100	97	77	70	78	72	148	161	161	142	157	164	165	151	148	156	124	117	106
	nominal	100	101	82	76	88	84	175	193	194	170	188	200	203	190	189	203	163	157	141
Uso Rede Distribuição MT	real	100	96	91	84	89	91	94	98	98	85	95	100	99	87	85	91	72	68	59
	nominal	100	99	97	92	101	106	111	117	118	102	114	123	122	109	109	118	95	91	79
Uso Rede Distribuição BT	real	100	95	93	88	87	91	98	89	99	91	92	96	95	91	96	90	82	79	78
	nominal	100	98	98	97	99	106	115	107	119	110	111	118	117	115	122	117	108	106	104
Uso Global do Sistema	real	100	131	138	192	222	268	436	49	473	676	654	638	708	841	903	935	928	730	773
	nominal	100	135	146	210	251	312	515	58	569	811	782	780	873	1058	1155	1214	1223	975	1033
Comercialização em MAT, AT e MT	real	100	285	436	334	267	238	71	219	126	133	141	145	140	449	448	438	182	375	261
	nominal	100	295	462	365	301	276	84	262	152	160	169	178	173	564	573	569	239	502	348
Comercialização BTE	real	100	165	254	240	194	195	84	107	69	68	72	79	76	103	452	452	44	46	196
	nominal	100	171	269	263	219	227	99	128	83	82	86	96	94	129	578	587	58	61	262
Comercialização BTN	real	100	139	106	87	78	97	107	124	124	106	99	98	98	100	111	110	144	163	182
	nominal	100	144	112	95	88	113	127	149	149	128	118	120	120	126	143	143	190	218	243

Nota: A Comercialização em MAT, AT e MT deixou de incluir a MAT em 2014. Para a tarifa OLMC o ano 2018 corresponde a 100.

O Quadro 7-2 resume as variações anuais médias para vários períodos regulatórios do setor elétrico, os quais têm uma duração de três anos.⁵⁴

⁵⁴ Salienta-se que o período regulatório de 2002 a 2005 contou com uma duração de 4 anos.

Quadro 7-2 - Variações anuais médias das tarifas por atividade por período regulatório

Variação anual média		2002 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018 - 2020
Energia	real	1,0%	-5,1%	-2,7%	7,6%	-6,5%	6,2%
	nominal	4,0%	-2,6%	-2,2%	8,5%	-4,8%	7,3%
OLMC	real						0,7%
	nominal						-0,4%
Uso Rede Transporte	real	1,4%	11,4%	7,4%	7,7%	-4,9%	-9,1%
	nominal	4,5%	14,3%	7,9%	8,6%	-3,2%	-8,3%
Uso Rede Distribuição AT	real	-11,4%	28,6%	-1,4%	5,2%	-1,9%	-12,1%
	nominal	-8,7%	32,0%	-0,9%	6,1%	-0,1%	-11,3%
Uso Rede Distribuição MT	real	-5,5%	3,6%	-3,2%	5,2%	-2,8%	-13,3%
	nominal	-2,7%	6,3%	-2,7%	6,1%	-1,1%	-12,4%
Uso Rede Distribuição BT	real	-4,0%	3,3%	-2,2%	1,2%	-1,6%	-4,7%
	nominal	-1,1%	6,0%	-1,7%	2,1%	0,1%	-3,8%
Uso Global do Sistema	real	24,2%	31,5%	15,8%	1,6%	9,7%	-6,2%
	nominal	28,0%	34,9%	16,3%	2,5%	11,6%	-5,2%
Comercialização em MAT, AT e MT	real	49,4%	-40,2%	23,1%	1,9%	46,1%	-15,9%
	nominal	54,0%	-38,7%	23,7%	2,8%	48,7%	-15,1%
Comercialização em BTE	real	34,0%	-29,7%	-6,5%	3,6%	81,2%	-24,3%
	nominal	38,1%	-27,8%	-6,0%	4,5%	84,4%	-23,6%
Comercialização em BTN	real	-4,5%	7,1%	-0,2%	-2,8%	4,0%	18,3%
	nominal	-1,6%	9,9%	0,3%	-1,9%	5,8%	19,5%

Nota: A Comercialização em MAT, AT e MT deixou de incluir a MAT em 2014.

Na Figura 7-4 apresenta-se a evolução das tarifas por atividade a preços constantes de 2019.

Figura 7-4 - Evolução das tarifas por atividade (preços constantes de 2019)



Legenda: TE - Tarifa de Energia; UGS - Tarifa de Uso Global do Sistema; URT MAT - Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT; URT AT - Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT; URD AT - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT; URD MT - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT; URD BT - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT; OLMC - Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador; C MAT/AT/MT - Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT; C BTE - Tarifa de Comercialização em BTE; C BTN - Tarifa de Comercialização em BTN.

7.2 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

7.2.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES ENTRE 2019 E 2020

Na presente secção apresenta-se a evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes pagas por todos os clientes de MAT, AT, MT, BTE e BTN, entre 2019 e 2020. Apresenta-se igualmente a estrutura deste preço médio por atividade regulada do acesso para todos os clientes de MAT, AT, MT, BTE e BTN.

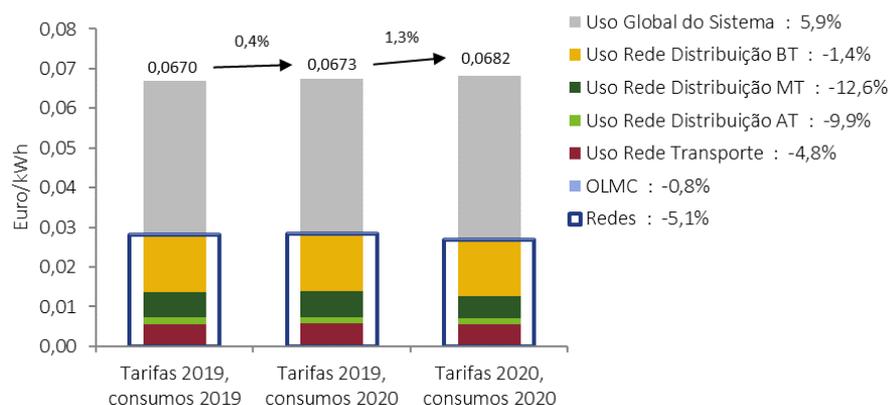
A Figura 7-5 apresenta a variação do preço médio da tarifa de acesso às redes. O acréscimo de 1,7% no preço médio da tarifa de Acesso às Redes, entre 2019 e 2020, é impulsionado fundamentalmente por um acréscimo tarifário de 1,3%.

Figura 7-5 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes

Tarifa	Preço médio 2019	Preço médio 2020	Variação preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Acesso às redes	0,0670 €/kWh Receitas: 3 126 895 mil € Quantidades: 46 647 GWh	0,0682 €/kWh Receitas: 3 156 427 mil € Quantidades: 46 298 GWh	1,7%	1,3%	0,4%

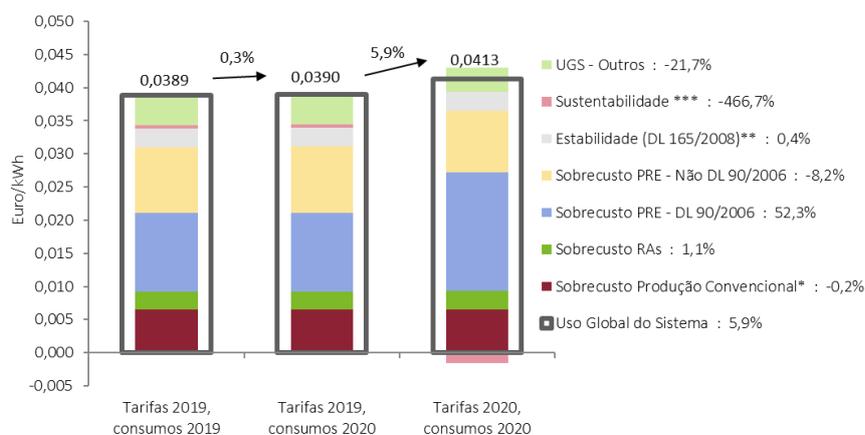
Na Figura 7-6, apresentam-se também as variações tarifárias por atividade: -4,8% para o Uso da Rede de Transporte, -9,9% para o Uso da Rede de Distribuição AT, -12,6% para o Uso da Rede de Distribuição MT, -1,4% para o Uso da Rede de Distribuição BT, -0,8% para a Operação Logística de Mudança de Comercializador e 5,9% para o Uso Global do Sistema.

Figura 7-6 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes



Dado o peso da tarifa de Uso Global do Sistema nas tarifas de Acesso às Redes, apresentam-se de seguida as variações desta tarifa, diferenciadas por componente.

Figura 7-7 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema



* Inclui os sobrecustos associados à produção convencional em regime de mercado, designadamente o sobrecusto das centrais com contratos de aquisição de energia (CAE), os custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) e a garantia de potência.

** Pagamento anual resultante do diferimento de custos em 2009 no âmbito da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008.

*** Considera-se como sustentabilidade os ajustamentos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores, o diferencial na atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais e o sobreprojeito resultante da aplicação das tarifas transitórias.

Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária por atividade das tarifas de Acesso às Redes, entre 2019 e 2020, para os diferentes níveis de tensão. Regista-se uma variação tarifária de 1,3% em todos os níveis de tensão.

Cada figura relativa à evolução das tarifas de acesso às redes, por nível de tensão, é acompanhada de outra onde se apresenta a respetiva variação da tarifa de Uso Global do Sistema. Registam-se variações diferenciadas por nível de tensão: de 1,9% em MAT, 3,2% em AT, 7,1% em MT, 6,4% em BTE e 5,9% em BTN. Estas variações são justificadas por variações tarifárias diferenciadas por tipo de custo de interesse económico geral incluído na tarifa de Uso Global do Sistema.

Figura 7-8 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MAT

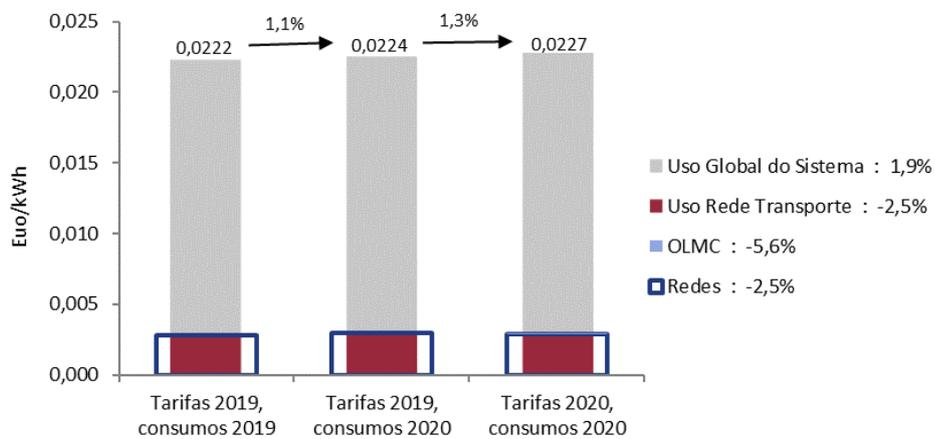


Figura 7-9 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MAT

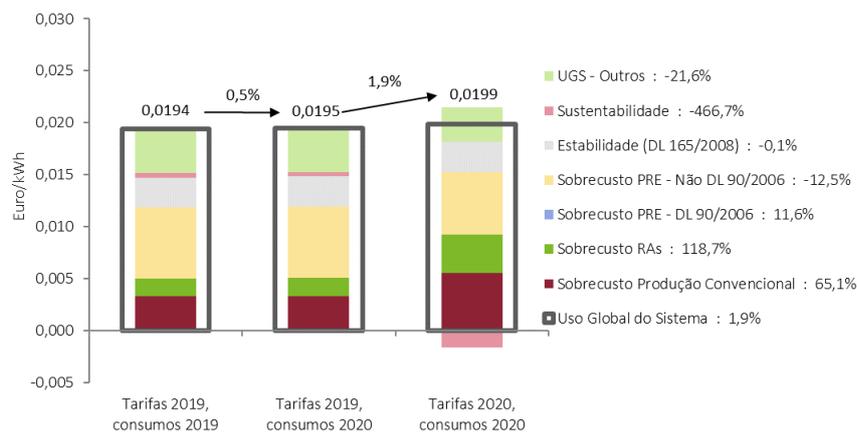


Figura 7-10 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em AT

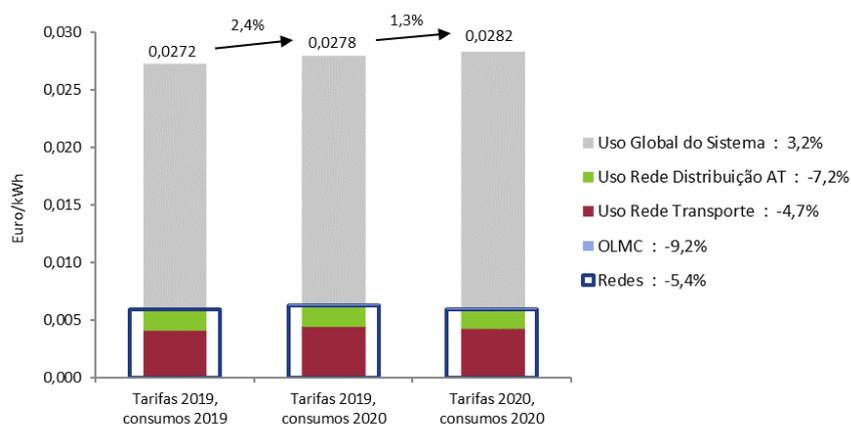


Figura 7-11 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em AT

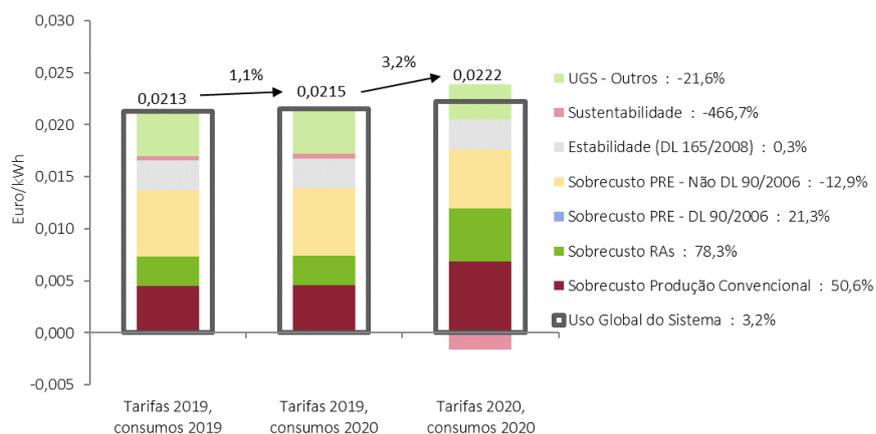


Figura 7-12 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MT

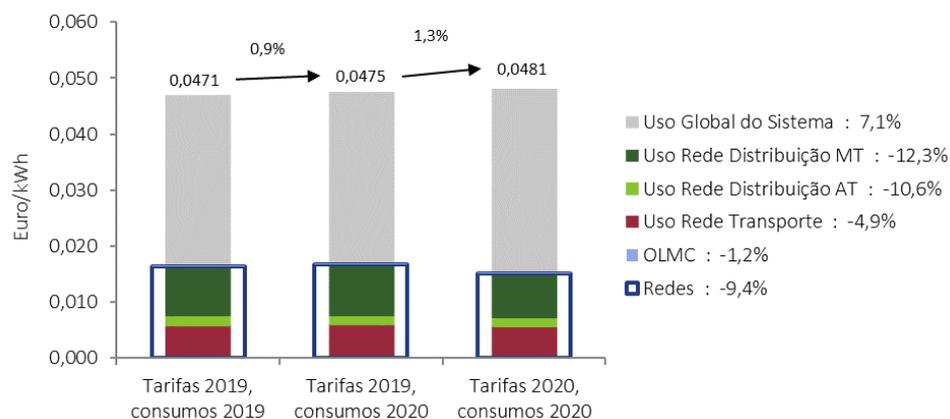


Figura 7-13 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MT

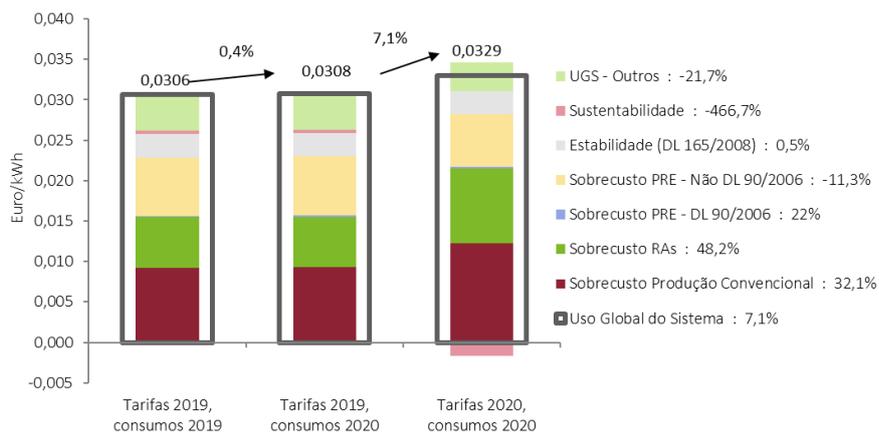


Figura 7-14 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTE

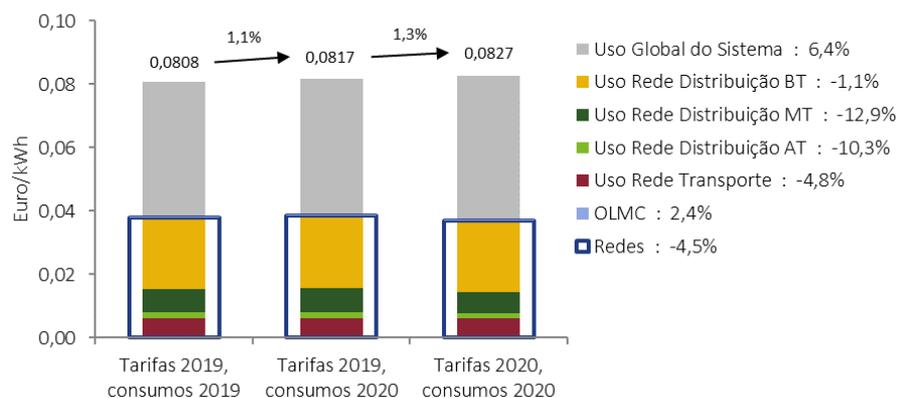


Figura 7-15 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTE

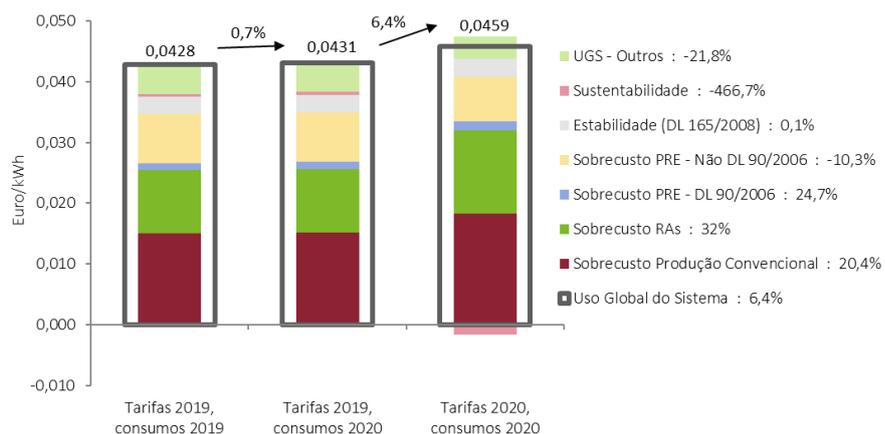


Figura 7-16 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTN

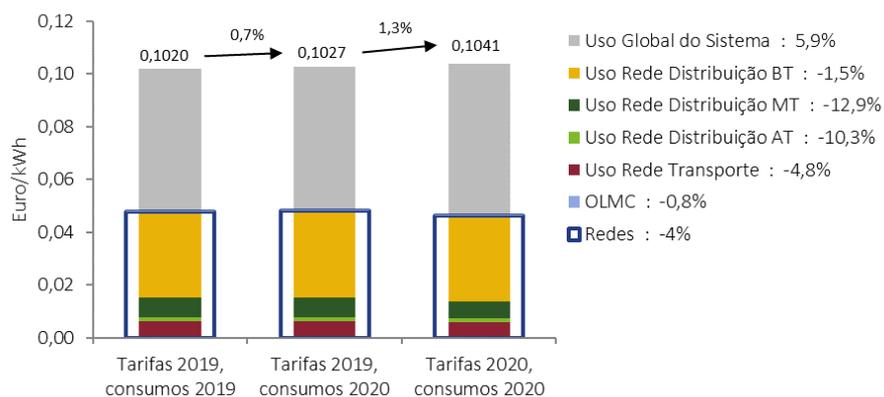
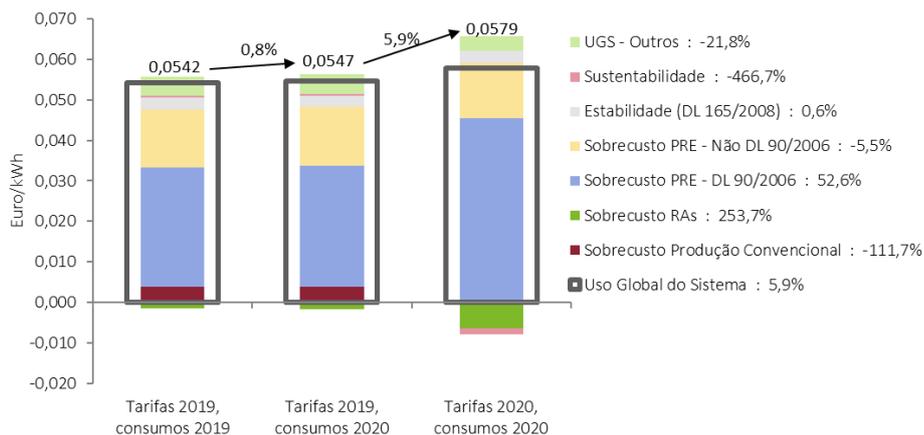


Figura 7-17 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTN



7.2.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM 2020

Na Figura 7-18, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição por atividade regulada do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2020. Na Figura 7-19 apresenta-se a estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão.

Figura 7-18 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes, decomposição por atividade

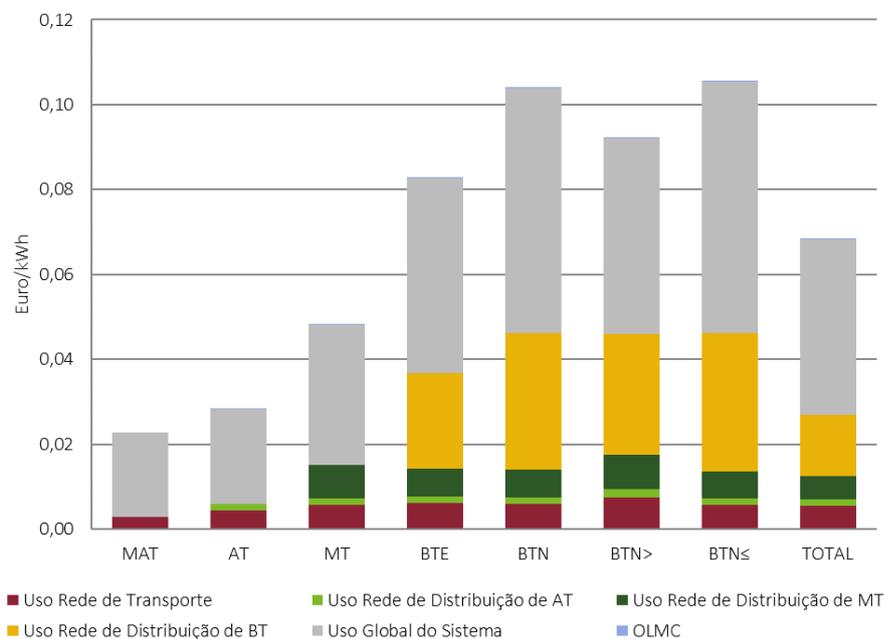
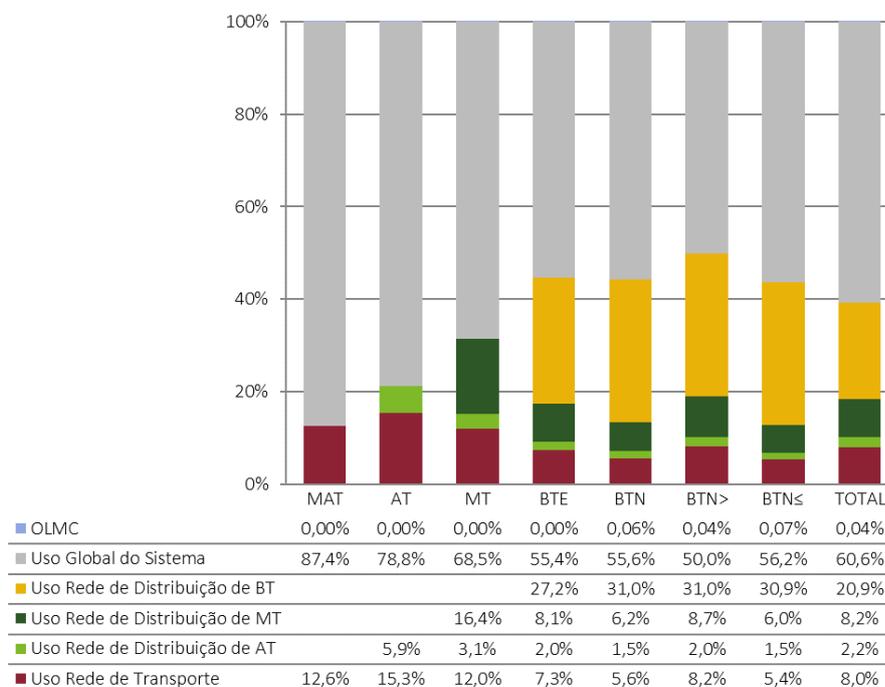


Figura 7-19 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes decomposição por atividade



Na Figura 7-20 e na Figura 7-21, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes na parcela de Uso de Redes, Operação Logística de Mudança de Comercializador e Gestão do Sistema e na parcela de Custos de Interesse Económico Geral.

Os Custos de Interesse Económico Geral incluem os custos considerados na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, nomeadamente, (i) o sobrecusto com os CAE, (ii) os encargos com os CMEC, (iii) os custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas, (iv) os sobrecustos da Produção em Regime Especial, (v) os custos com os terrenos dos centros eletroprodutores afetos ao domínio público hídrico e (vi) o défice tarifário de 2009 gerado ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008.

Figura 7-20 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes

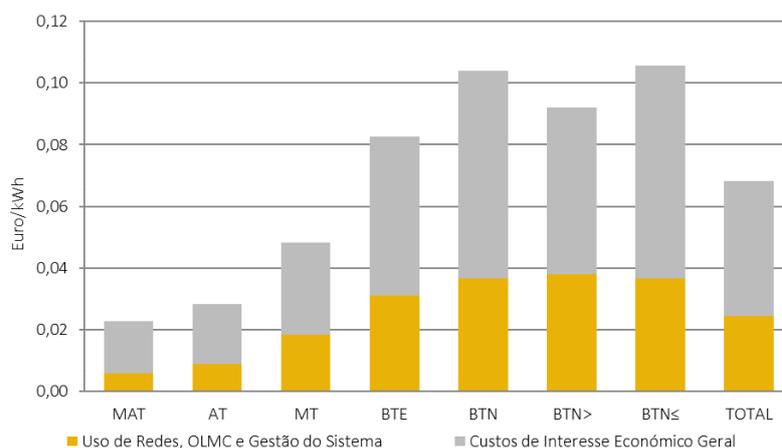
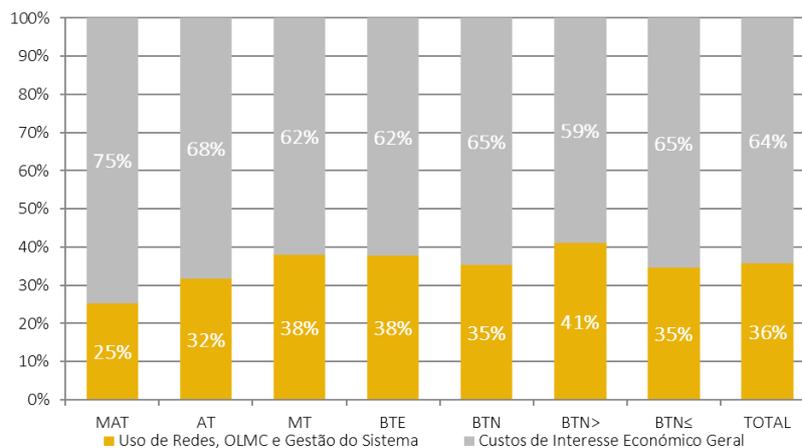


Figura 7-21 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes



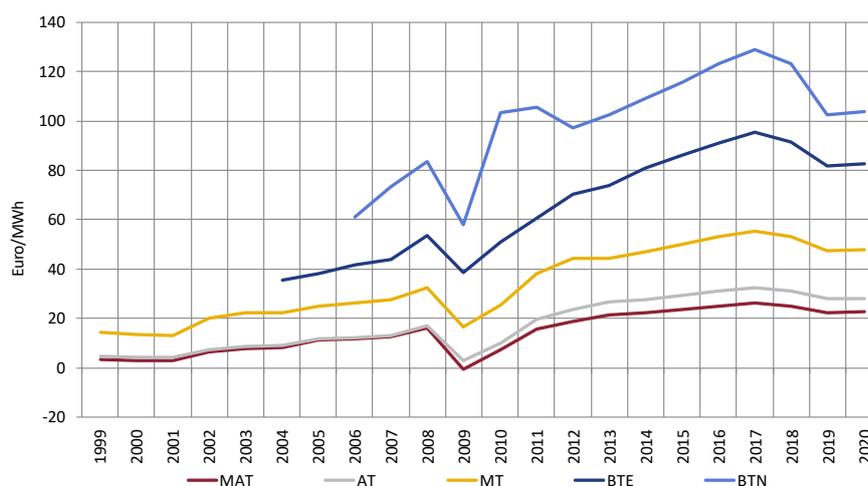
7.2.3 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES ENTRE 1999 E 2020

A Figura 7-22 e a Figura 7-23 apresentam a evolução tarifária observada nas tarifas de Acesso às Redes⁵⁵, no período compreendido entre 1999 e 2020, por nível de tensão.

Os preços médios apresentados até 2019 não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura de consumos do respetivo ano. Utiliza-se a estrutura de consumos de 2020 de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos entre anos e analisar apenas as variações tarifárias.

No período analisado, os preços médios das tarifas de Acesso às Redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN sofreram variações médias anuais nominais de 9,6%, 9,0%, 5,9%, 5,4% e 3,9%, respetivamente.

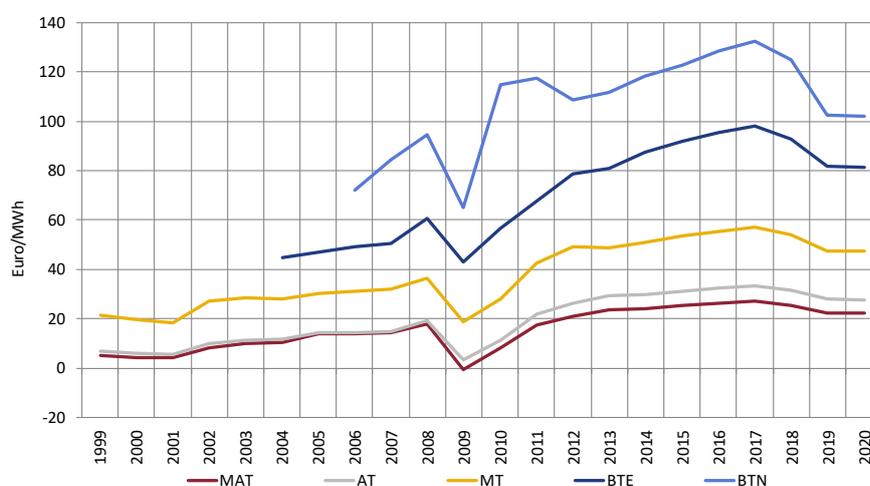
Figura 7-22 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços correntes)



No período analisado, os preços médios das tarifas de Acesso às Redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN sofreram variações médias anuais reais de 7,5%, 6,8%, 3,8%, 3,8% e 2,5%, respetivamente, a preços constantes de 2019.

⁵⁵ Até ao ano 2017 a tarifa de acesso às redes corresponde à soma da tarifa de uso global do sistema, da tarifa de uso da rede de transporte e da tarifa de uso da rede de distribuição. A partir do ano de 2018 o acesso às redes inclui também a tarifa OLMC, referente à atividade do operador logístico de mudança de comercializador.

Figura 7-23 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços constantes de 2019)



No quadro seguinte apresenta-se a evolução das tarifas de Acesso às Redes, desde 1999.

Quadro 7-3 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes, por nível de tensão

		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Variação média anual
MAT	real	100	88	83	168	203	214	280	280	292	365	-15	162	354	425	477	487	510	529	546	515	454	453	7,5%
	nominal	100	91	89	187	235	254	343	354	380	482	-20	217	475	568	652	671	717	757	793	758	678	687	9,6%
AT	real	100	88	82	140	160	165	205	207	214	279	46	159	316	379	420	430	450	467	482	454	400	400	6,8%
	nominal	100	91	88	157	185	196	250	261	279	369	62	214	424	506	574	593	633	669	700	669	599	606	9,0%
MT	real	100	91	85	126	133	131	141	144	148	169	87	131	197	229	226	237	248	257	265	250	221	220	3,8%
	nominal	100	94	91	141	153	155	172	182	193	224	116	176	265	307	308	326	349	368	385	369	330	334	5,9%
BTE	real	-	-	-	-	-	100	104	110	113	135	96	126	151	176	180	196	205	213	219	207	182	182	3,8%
	nominal	-	-	-	-	-	100	108	117	124	151	109	144	171	198	208	228	243	257	269	257	230	233	5,4%
BTN	real	-	-	-	-	-	-	100	117	131	90	159	163	151	155	164	170	178	184	173	142	142	2,5%	
	nominal	-	-	-	-	-	-	100	120	137	95	170	173	159	168	179	189	202	211	202	168	170	3,9%	

O Quadro 7-4 resume as variações anuais médias para os vários períodos regulatórios do setor elétrico, os quais têm uma duração de 3 anos⁵⁶.

⁵⁶ Salienta-se que o período regulatório de 2002 a 2005 contou com uma duração de 4 anos.

Quadro 7-4 - Variações anuais médias das tarifas de Acesso às Redes, por período regulatório

Variação anual média		1999 - 2001	2002 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018-2020
MAT	real	-8,9%	35,5%	9,2%	-1,0%	11,2%	3,9%	-6,1%
	nominal	-5,6%	40,1%	12,1%	-0,5%	12,2%	5,7%	-4,7%
AT	real	-9,4%	25,6%	10,9%	4,2%	10,9%	3,9%	-6,1%
	nominal	-6,1%	29,8%	13,8%	4,7%	11,8%	5,7%	-4,7%
MT	real	-8,0%	13,6%	6,3%	5,2%	6,3%	3,9%	-6,1%
	nominal	-4,7%	17,4%	9,1%	5,7%	7,3%	5,7%	-4,7%
BTE	real	-	-	9,0%	3,7%	9,1%	3,9%	-6,1%
	nominal	-	-	11,9%	4,2%	10,0%	5,7%	-4,7%
BTN	real	-	-	-	7,5%	0,2%	3,9%	-8,3%
	nominal	-	-	-	8,0%	1,1%	5,7%	-6,9%

7.3 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS ADITIVAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

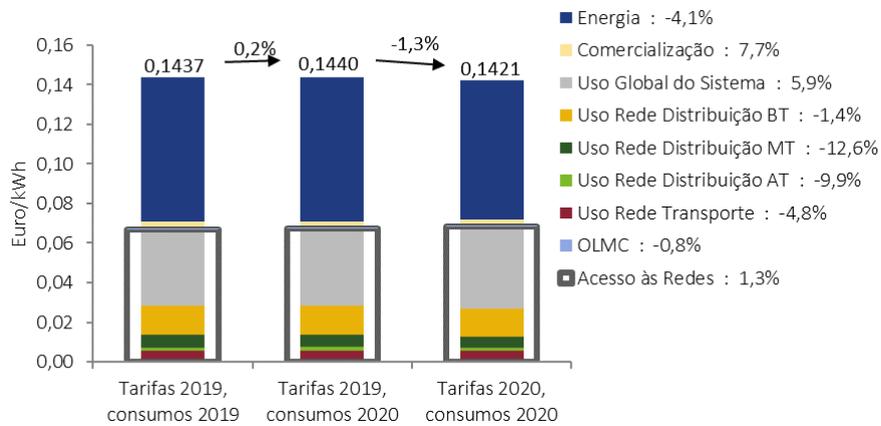
7.3.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS ADITIVAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS ENTRE 2019 E 2020

Na presente secção apresenta-se a evolução dos preços médios das tarifas de referência de venda a clientes finais em MAT, AT, MT, BTE e BTN, entre 2019 e 2020. Estes preços médios de referência são calculados com as tarifas aditivas de venda a clientes finais, que resultam da soma das tarifas por atividade regulada publicadas pela ERSE. Assim as tarifas de referência de Venda a Clientes Finais representam a melhor expectativa dos preços eficientes praticados no mercado retalhista. Apresenta-se igualmente a estrutura destes preços médios por atividade regulada para todos os clientes de MAT, AT, MT, BTE e BTN.

A variação de -1,1% no preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais, entre 2019 e 2020, decorre de um acréscimo de 0,2% por efeito consumo e de uma redução tarifária de 1,3% (Figura 7-24).

Na Figura 7-24, apresentam-se também as variações tarifárias por atividade: -4,8% para o Uso da Rede de Transporte, -9,9% para o Uso da Rede de Distribuição de AT, -12,6% para o Uso da Rede de Distribuição de MT, -1,4% para o Uso da Rede de Distribuição de BT, 5,9% para o Uso Global do Sistema, -0,8% para a Operação Logística de Mudança de Comercializador, 7,7% para a Comercialização e -4,1% para a Energia.

Figura 7-24 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais



Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária por atividade do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais, entre 2019 e 2020, para os diferentes níveis de tensão. Estas variações de preço médio são justificadas por variações tarifárias diferenciadas das tarifas por atividade regulada.

Figura 7-25 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em MAT

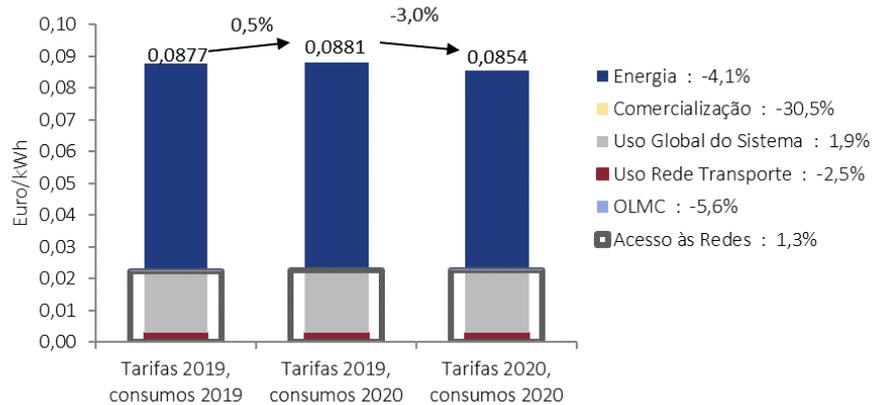


Figura 7-26 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em

AT

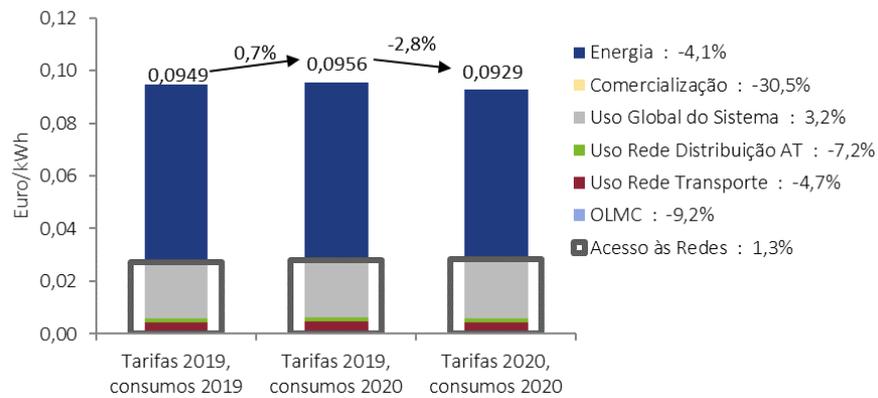


Figura 7-27 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em

MT

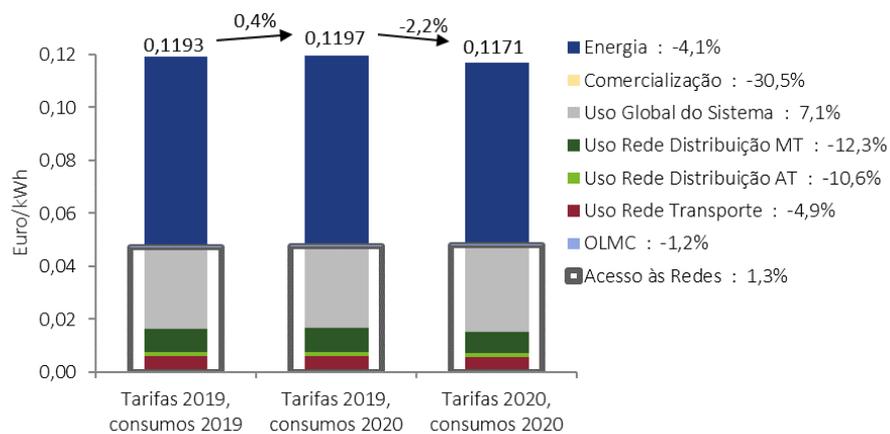


Figura 7-28 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em

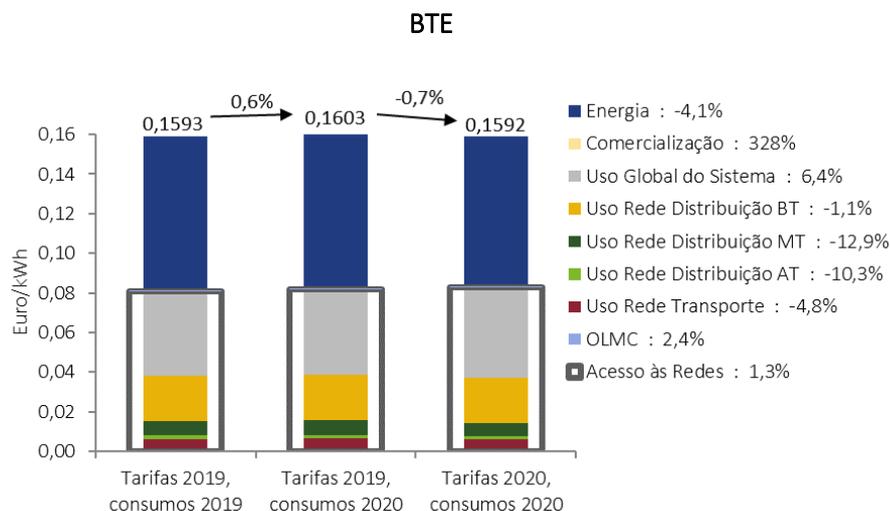
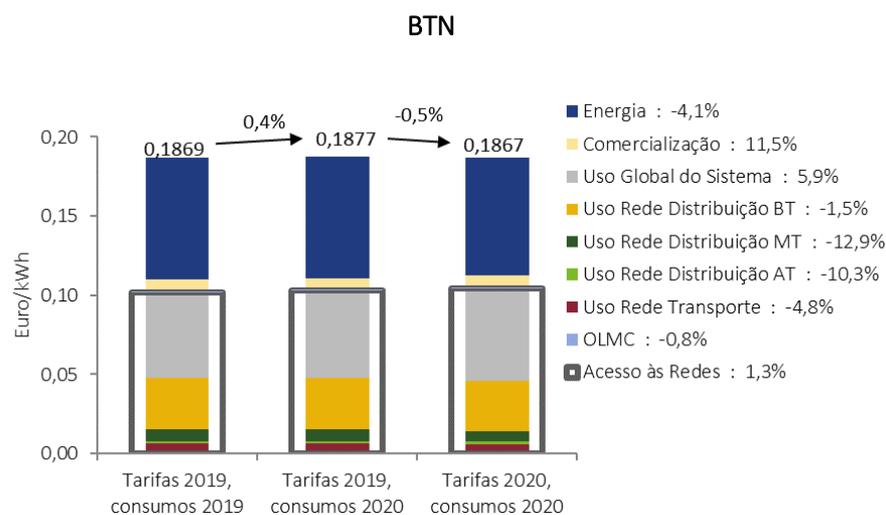


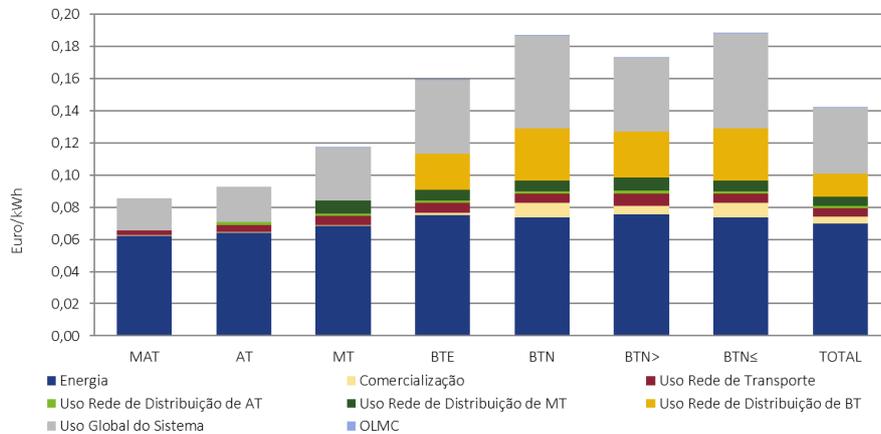
Figura 7-29 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em



7.3.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS ADITIVAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM 2020

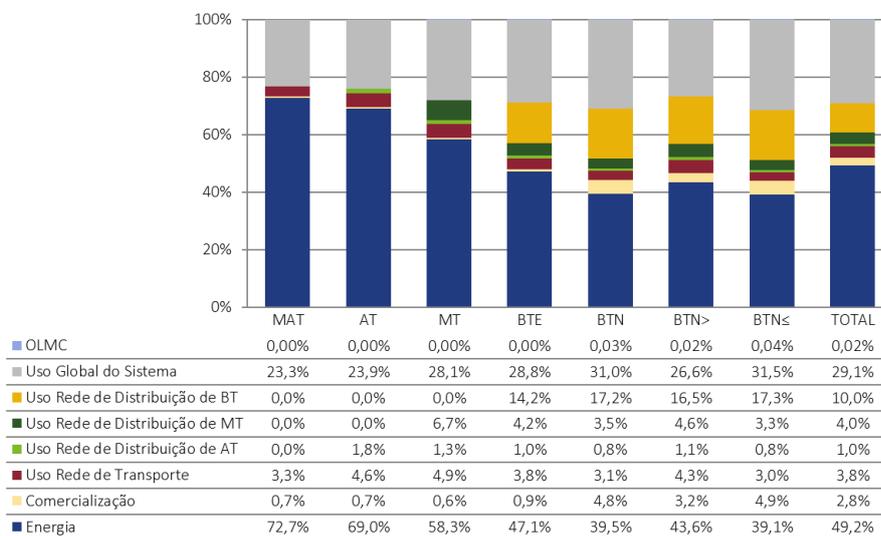
Na Figura 7-30, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição por atividade regulada dos preços médios das tarifas de referência de venda a clientes finais em 2020.

Figura 7-30 - Preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais, decomposição por atividade



Na Figura 7-31 apresenta-se a estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão.

Figura 7-31 - Estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais decomposição por atividade



Na Figura 7-32 e na Figura 7-33, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais na parcela de Energia e Comercialização, na parcela de Uso de Redes, Operação Logística de Mudança de Comercializador e Gestão do Sistema e na parcela de Custos de Interesse Económico Geral.

Figura 7-32 - Preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais

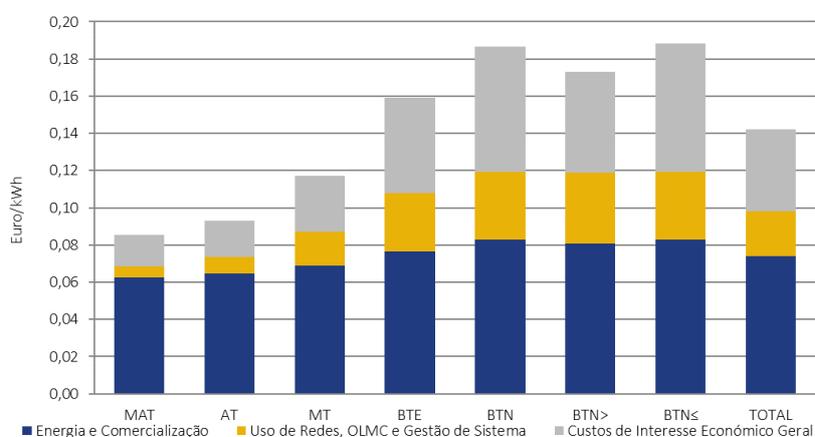
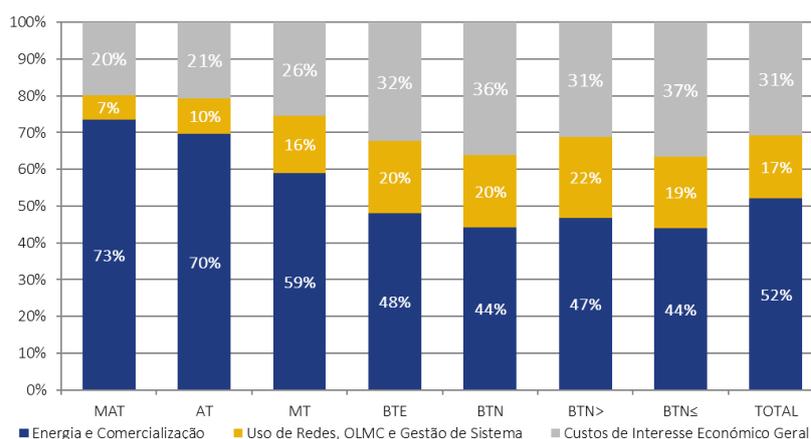


Figura 7-33 - Estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais



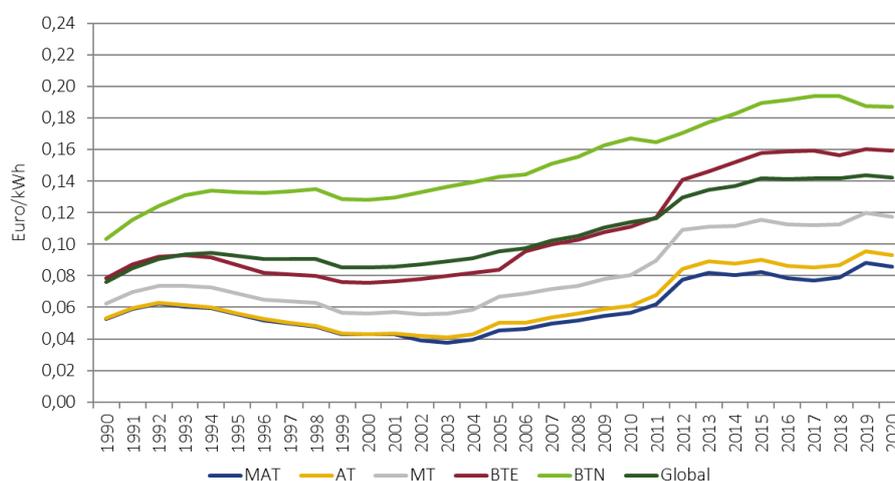
7.3.3 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS ADITIVAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS ENTRE 1990 E 2020

Na Figura 7-34 e na Figura 7-35 apresenta-se a evolução verificada nas tarifas de referência de Venda a Clientes Finais desde 1990 até 2020, em termos globais e por nível de tensão. Os preços médios apresentados foram calculados com base na estrutura global de fornecimentos de 2020 integrando quer os fornecimentos no mercado livre, quer do comercializador de último recurso de Portugal continental, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias.

em termos médios. É importante ter em conta que estes preços não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo ano em cada nível de tensão.

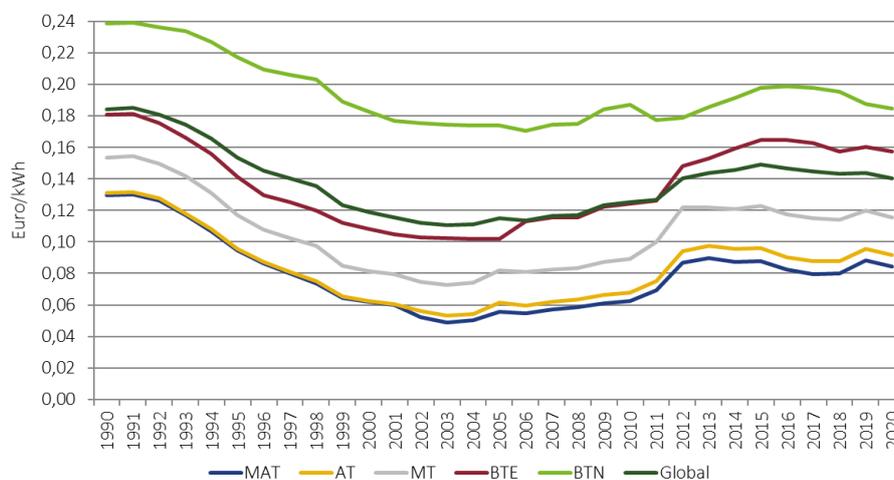
Os preços apresentados até 2010 correspondem aos das tarifas de Venda a Clientes Finais da comercialização de último recurso. A partir de 2011 iniciou-se o processo de extinção das tarifas de Venda a Clientes Finais para os fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE. Assim no cálculo dos preços médios apresentados a partir de 2011 considera-se a aplicação das tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais.

Figura 7-34 - Evolução do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão (preços correntes)



A preços constantes de 2019, o preço médio global registou entre 1990 e 2020 uma redução média anual de -0,9%. Em 2020, o preço médio global é cerca de 76% do verificado em 1990. Em MAT, AT, MT, BTE e BTN, os preços médios em 2020 são 65%, 70%, 75%, 87% e 77% dos respetivos preços médios verificados em 1990.

Figura 7-35 - Evolução do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão (preços constantes de 2019)



O Quadro 7-5 apresenta a evolução das tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, desde 1998. A ERSE fixou tarifas reguladas pela primeira vez em 1999. É de salientar que se registam valores, em termos reais, para o global muito próximos dos valores de 1998.

Quadro 7-5 - Evolução real e nominal do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão

Tarifas		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Variação média anual
MAT	real	100	87	84	81	71	66	68	75	74	78	79	83	85	94	118	122	118	119	111	107	109	119	114	0,6%
	nominal	100	90	90	90	82	79	83	95	97	104	108	115	118	130	163	172	169	173	165	161	165	185	179	114
AT	real	100	87	83	81	75	71	72	82	79	83	84	88	90	100	126	130	127	128	121	117	117	127	122	0,9%
	nominal	100	90	89	90	87	85	89	104	103	111	115	122	126	139	174	184	181	186	178	175	179	197	191	122
MT	real	100	87	84	82	77	75	76	84	83	85	86	90	92	103	126	125	124	126	121	118	117	123	119	0,8%
	nominal	100	90	89	91	89	89	93	106	109	114	117	124	128	143	174	177	177	183	179	178	179	190	186	123
BTE	real	100	93	90	87	86	85	85	85	94	96	96	102	103	105	123	128	133	137	137	136	131	133	131	1,2%
	nominal	100	95	95	96	97	100	102	105	119	125	128	135	139	146	176	183	190	197	198	199	195	200	199	131
BTN	real	100	93	90	87	86	86	86	86	84	86	86	91	92	88	88	91	94	97	98	98	96	92	91	-0,4%
	nominal	100	95	95	96	98	101	103	106	107	112	115	120	124	122	126	131	135	140	142	143	143	139	138	91
Global	real	100	91	88	85	83	81	82	85	84	86	86	91	92	93	103	106	107	110	108	107	106	106	103	0,1%
	nominal	100	94	94	95	96	98	101	105	108	113	116	122	125	128	143	148	151	156	155	156	156	159	157	103

O Quadro 7-6 resume as variações anuais médias em cada um dos períodos de regulação do setor elétrico⁵⁷.

⁵⁷ Os períodos de regulação têm uma duração de 3 anos, com exceção do período 2002-2005 que teve uma duração de 4 anos.

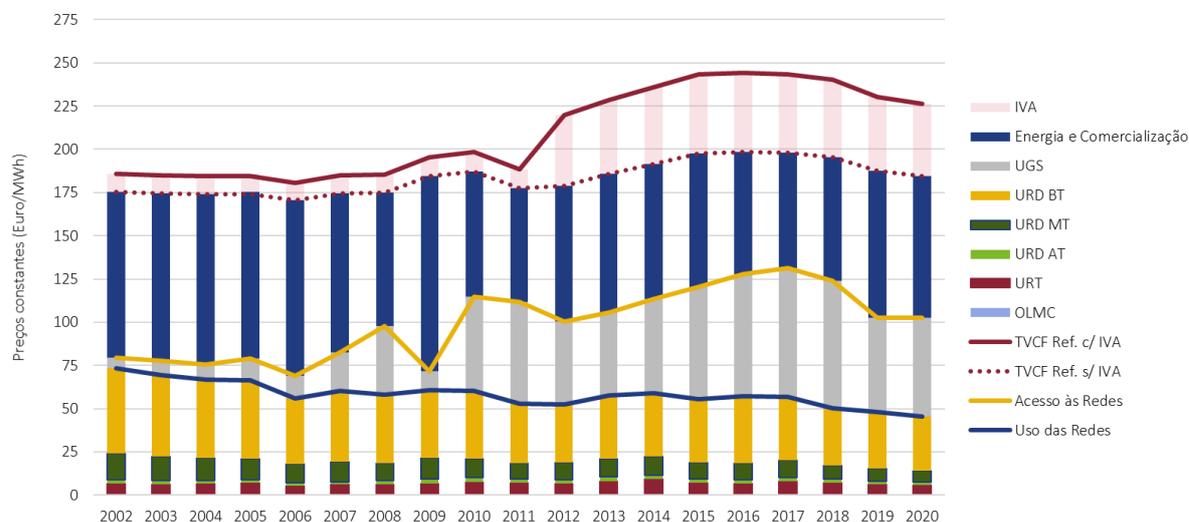
Quadro 7-6 - Variações anuais médias da tarifa de referência de Venda a Clientes Finais, por período regulatório

Variação anual média		1999 - 2001	2002 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018-2020
MAT	real	-6,6%	-2,0%	1,7%	5,8%	8,1%	-3,2%	2,0%
	nominal	-3,3%	1,3%	4,4%	6,3%	9,1%	-1,5%	3,5%
AT	real	-6,8%	0,3%	1,0%	6,0%	8,3%	-2,8%	1,5%
	nominal	-3,5%	3,6%	3,6%	6,5%	9,2%	-1,1%	3,0%
MT	real	-6,6%	0,8%	0,6%	6,3%	6,6%	-1,6%	0,1%
	nominal	-3,3%	4,1%	3,2%	6,8%	7,5%	0,1%	1,5%
BTE	real	-4,4%	-0,7%	4,2%	3,0%	8,1%	0,7%	-1,1%
	nominal	-1,4%	2,2%	7,0%	4,4%	9,1%	1,6%	-0,1%
BTN	real	-4,5%	-0,4%	0,2%	0,5%	2,6%	1,1%	-2,3%
	nominal	-1,4%	2,5%	2,9%	1,9%	3,6%	2,0%	-1,2%
Global	real	-5,2%	-0,1%	0,6%	2,7%	4,7%	-0,2%	-1,1%
	nominal	-1,8%	2,7%	3,3%	3,4%	5,6%	1,1%	0,1%

Na Figura 7-36 apresenta-se a evolução, a preços constantes de 2019, da decomposição do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais em BTN desde 2002, incluindo o IVA. Neste período destaca-se o aumento da tarifa de UGS que integra os CIEG, o aumento do IVA de 6% para 23% em 2012 e a redução do IVA de 23% para 6% no termo de potência da tarifa de acesso às redes, para clientes com potência contratada inferior ou igual a 3,45 kVA, em julho de 2019. Em sentido contrário, destaca-se a redução, a preços constantes de 2019, das tarifas de uso das redes⁵⁸ sujeitas à regulação da ERSE, tendo atingido em 2019 o valor mais baixo desde 2002.

⁵⁸ As tarifas de uso das redes incluem as tarifas de uso da rede de transporte (URT) e as tarifas de uso da rede de distribuição (URD de AT, URD de MT, URD de BT).

Figura 7-36 - Evolução da decomposição do preço médio das tarifas de referência de venda a Clientes Finais em BTN (preços constantes de 2019)



TVCF Ref. – Tarifa de referência de venda a clientes finais

7.4 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

7.4.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS ENTRE 2019 E 2020

Nesta secção apresenta-se a evolução dos preços médios das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em Portugal continental, entre os anos 2019 e 2020.

A Figura 7-37 apresenta a variação do preço médio e as respetivas decomposições das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MT e BTE, as quais são aplicadas aos consumidores do mercado regulado nos respetivos níveis de tensão. A figura identifica decréscimos tarifários de -0,4% e acréscimos do preço médio de 1,0% e 0,2%, em MT e BTE, respetivamente.

Figura 7-37 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MT e BTE

Tarifa	Preço médio 2019	Preço médio 2020	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa transitória de venda a clientes finais em MT	0,1339 €/kWh Receitas: 6 764 mil € Quantidades: 50 GWh	0,1353 €/kWh Receitas: 4 858 mil € Quantidades: 36 GWh	1,0% 	-0,4% 	1,5% 
Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTE	0,1710 €/kWh Receitas: 9 995 mil € Quantidades: 58 GWh	0,1714 €/kWh Receitas: 8 216 mil € Quantidades: 48 GWh	0,2% 	-0,4% 	0,7% 

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde.

A Figura 7-38 apresenta a análise análoga para os clientes em BTN. Para além de apresentar os resultados para o conjunto de clientes do mercado regulado em BTN, apresentam-se ainda os resultados separados pelos consumos de BTN > (> 20,7 kVA) e pelos consumos de BTN ≤ (≤ 20,7 kVA). Verifica-se que a variação tarifária das tarifas transitórias em BTN entre 2019 e 2020 será de -0,4%, a qual resulta de reduções tarifárias de -0,8% e -0,4% em BTN > e BTN ≤, respetivamente.

Figura 7-38 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN

Tarifa	Preço médio 2019	Preço médio 2020	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN	0,1934 €/kWh Receitas: 477 152 mil € Quantidades: 2 468 GWh	0,1909 €/kWh Receitas: 439 558 mil € Quantidades: 2 302 GWh	-1,3% 	-0,4% 	-0,8% 
• Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN > 20,7 kVA	0,1762 €/kWh Receitas: 34 041 mil € Quantidades: 193 GWh	0,1791 €/kWh Receitas: 25 914 mil € Quantidades: 145 GWh	1,7% 	-0,8% 	2,5% 
• Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN ≤ 20,7 kVA	0,1948 €/kWh Receitas: 443 111 mil € Quantidades: 2 275 GWh	0,1917 €/kWh Receitas: 413 643 mil € Quantidades: 2 158 GWh	-1,6% 	-0,4% 	-1,2% 

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde.

7.4.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM 2020

Na Figura 7-39 e na Figura 7-40 apresenta-se para cada nível de tensão a decomposição e a estrutura, por atividade regulada, do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso. A decomposição apresentada pressupõe que os preços a pagar pelo acesso às redes coincidem com os preços das tarifas por atividade incluídas nas tarifas de Acesso às Redes (Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso da Rede de Distribuição e Operação Logística de Mudança de Comercializador) aplicáveis a cada fornecimento. Os preços médios das tarifas de Energia e de Comercialização são obtidos subtraindo ao preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão, o preço médio pago pelo acesso às redes. A estrutura dos preços das tarifas de Energia e de Comercialização coincide com a estrutura dos preços das tarifas de Energia e de Comercialização aplicáveis a cada fornecimento.

Figura 7-39 - Preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2020

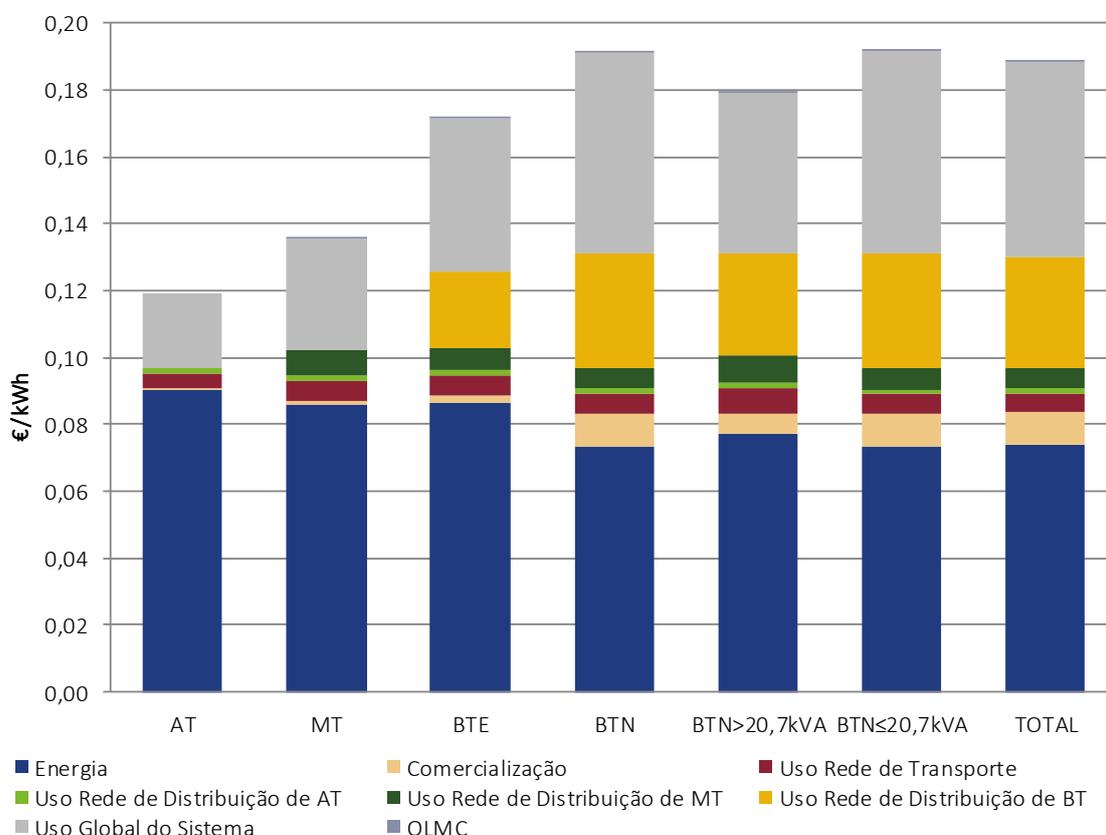
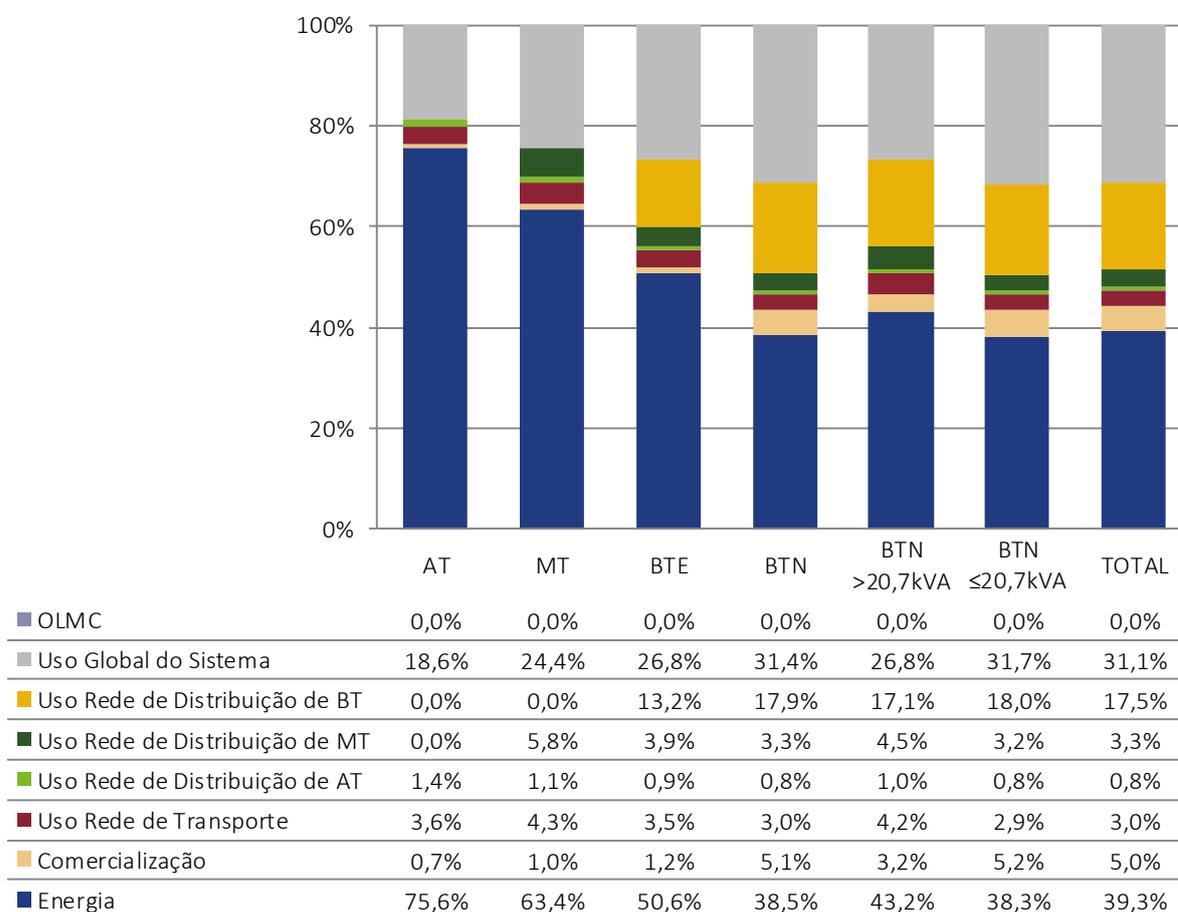


Figura 7-40 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2020



Na Figura 7-41 e na Figura 7-42, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso nas parcelas: (i) Energia e Fornecimento; (ii) Uso de Redes, Operação Logística de Mudança de Comercializador e Gestão do Sistema; e (iii) Custos de Interesse Económico Geral.

Figura 7-41 - Preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2020, decomposto por parcelas

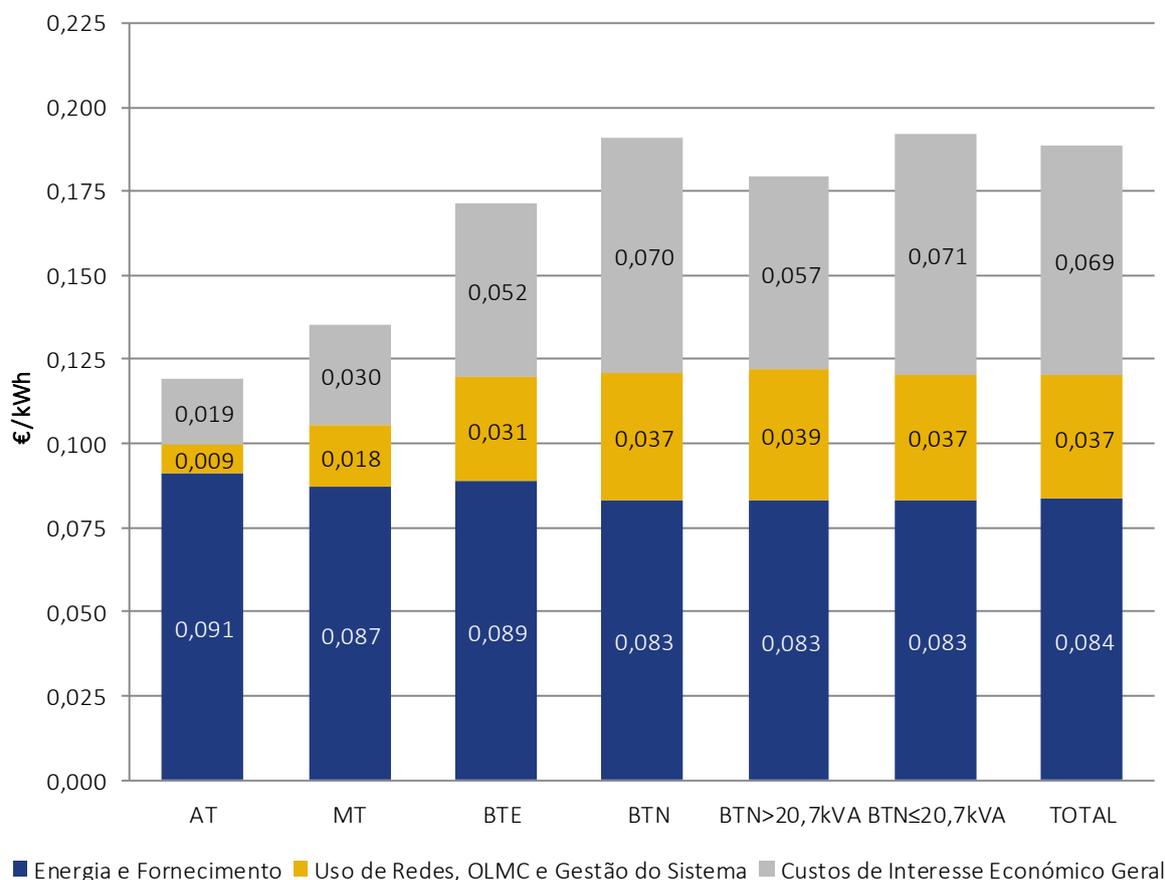
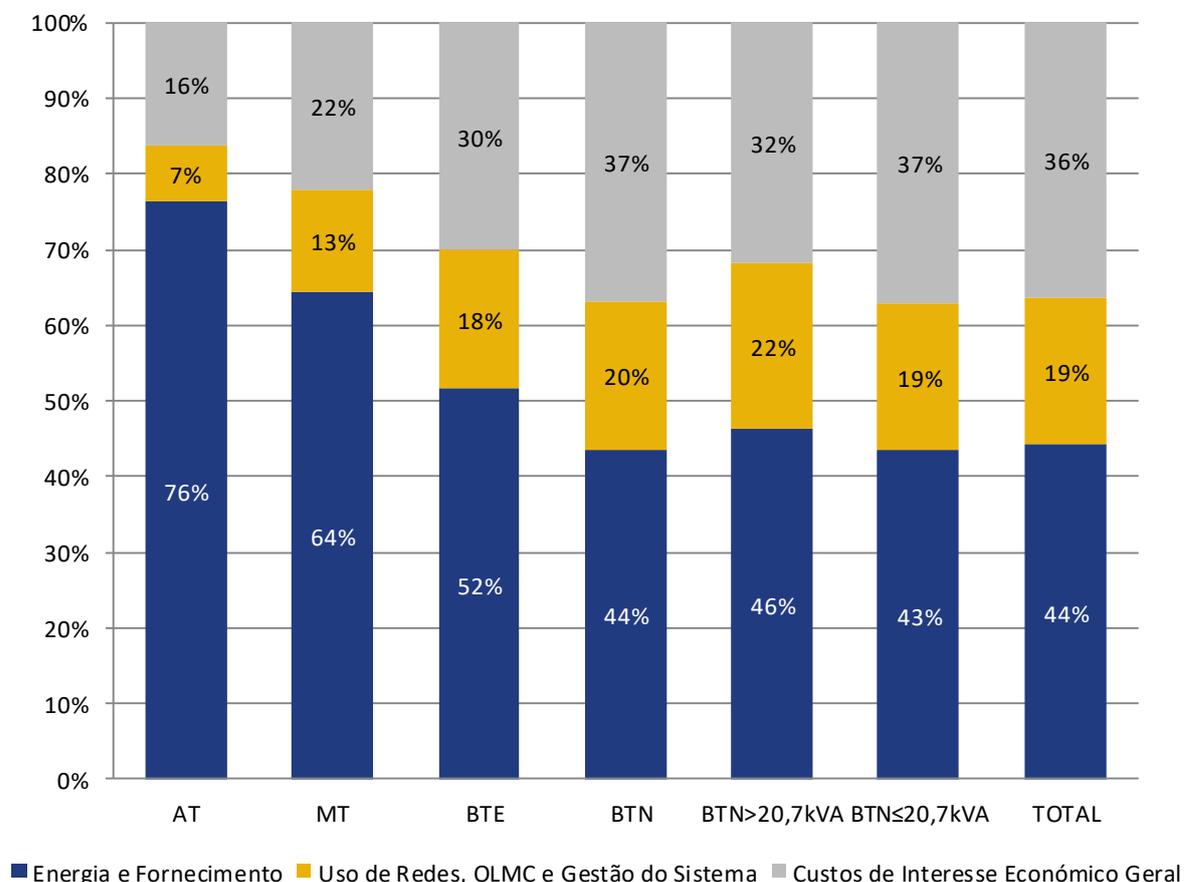


Figura 7-42 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2020, decomposto por parcelas



7.4.3 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS ENTRE 1990 E 2020

Esta secção apresenta as variações nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do mercado regulado desde 1990 até 2020, em termos globais e por nível de tensão, assumindo a estrutura de consumos prevista para o ano 2020.⁵⁹ No final é feita uma análise focada nas variações médias durante os vários períodos regulatórios, os quais tiveram início em 1998.

⁵⁹ A utilização da mesma estrutura de consumos nos vários anos permite eliminar o efeito consumo e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. Logo, os preços apresentados não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo ano em cada nível de tensão.

Tratando-se de uma série de dados longa, ela contém um conjunto de situações que ocorreram nesse horizonte temporal.⁶⁰ Destaca-se o início da aprovação de tarifas reguladas por uma entidade reguladora independente em 1998 e a liberalização progressiva do mercado elétrico português.

A preços correntes (Figura 7-43), verifica-se uma trajetória crescente nos vários níveis de tensão, contrariada com reduções em 2019 e em 2020 na BTN. Em termos gerais a figura permite ainda fazer duas observações particulares. Em primeiro lugar verifica-se que os consumidores em níveis de tensão inferiores suportam preços médios mais elevados. Esta realidade deve-se, entre outras razões, ao facto de a estrutura tarifária em Portugal alocar os custos das redes elétricas de acordo com a utilização por parte dos consumidores. Isto leva a que cada consumidor apenas participe no pagamento das redes elétricas até ao seu nível de tensão, estando isento de pagar as redes elétricas a jusante. Em segundo lugar observa-se que o valor global é bastante próximo do valor em BTN, o que reflete a preponderância dos consumos em BTN no total de consumidores que ainda estão no mercado regulado.

A preços constantes de 2019 (Figura 7-44), o preço médio global registou desde 1990 até 2020 uma redução média anual de 0,7%. Em 2020, o preço médio global é cerca de 81% do verificado em 1990. Em MT, BTE e BTN, os preços médios em 2020 são cerca de 67%, 79% e 81% dos respetivos preços médios verificados em 1990.

⁶⁰ Para o nível de tensão AT, o preço médio apresentado inclui, até 2001, o desconto praticado na fatura. O preço apresentado inclui também o efeito da aplicação dos ajustamentos trimestrais entre 2002 e 2005.

Os preços médios em 2006 consideram a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais excepcionais, revistas em julho de 2006 de modo a dar cumprimento ao Decreto-Lei n.º 90/2006 que estabeleceu novas regras para a repercussão dos sobrecustos com a produção em regime especial de origem renovável.

Os preços médios em 2007 consideram a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais ponderadas das tarifas fixadas em dezembro de 2006 para vigorar a partir de janeiro de 2007 e das tarifas extraordinárias, aprovadas para vigorarem entre setembro e dezembro de 2007 motivadas pela cessação dos CAE e o início da aplicação dos CMEC.

Figura 7-43 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços correntes)

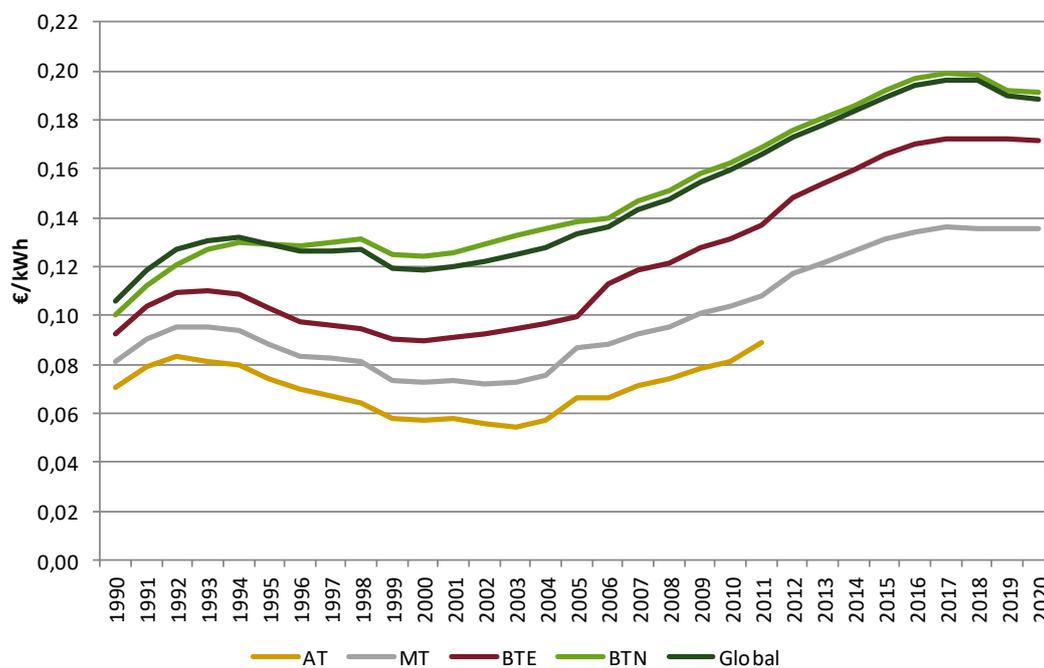
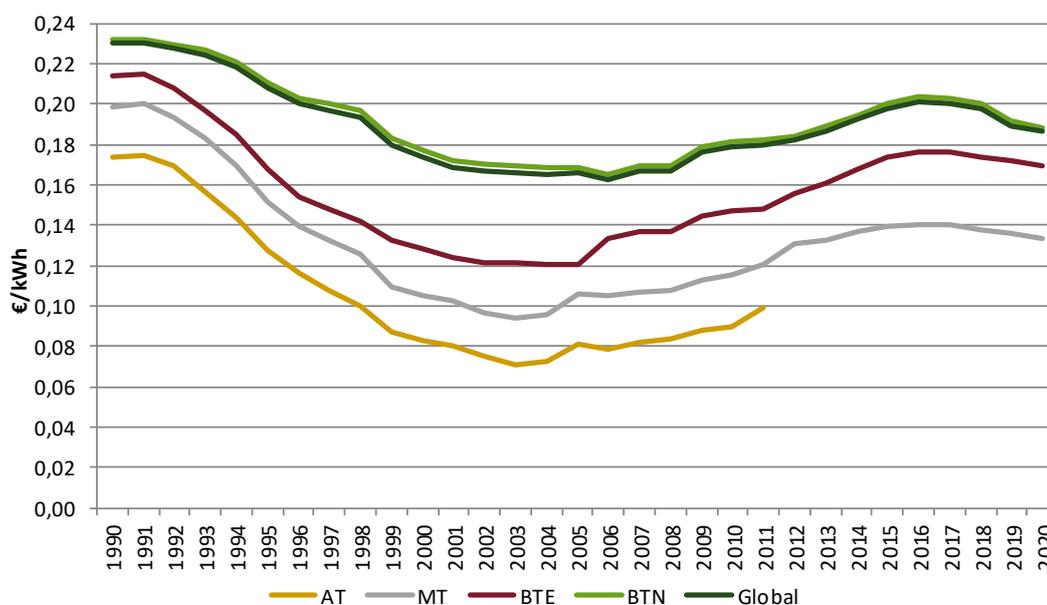


Figura 7-44 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços constantes de 2019)



Nota: Para AT as figuram só incluem dados até 2011 uma vez que o número de consumidores no mercado regulado nesse nível de tensão desceu para um valor que impossibilita a apresentação de preços médios representativos.

O Quadro 7-7 apresenta a evolução na tarifa de venda a clientes finais em termos reais e nominais, por indexação ao ano 1998. O início em 1998 prende-se com o início da regulação independente do setor elétrico em Portugal. É de salientar que em termos reais registam-se atualmente valores para o mercado regulado total e para a BTN em particular próximos dos valores de 1998.

Quadro 7-7 - Evolução real e nominal do preço médio da tarifa de venda a clientes finais (ano 1998 = 100)

Preço médio	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
AT *	real	100	87	83	81	75	71	72	82	79	83	84	88	90	100	-	-	-	-	-	-	-	-	
	nominal	100	90	89	90	87	85	89	104	103	111	115	122	126	138	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MT	real	100	87	84	82	77	75	76	84	83	85	86	90	92	96	104	106	109	111	112	111	110	108	106
	nominal	100	90	89	91	89	89	93	106	109	114	117	124	128	133	144	149	155	161	165	167	167	167	166
BTE	real	100	93	90	87	86	85	85	85	94	96	96	102	103	104	109	113	118	122	124	124	122	121	119
	nominal	100	95	95	96	97	100	102	105	119	125	128	135	139	144	156	162	169	175	180	182	181	182	181
BTN	real	100	93	90	87	86	86	86	86	84	86	86	91	92	92	94	96	99	102	104	103	102	97	96
	nominal	100	95	95	96	98	101	103	106	107	112	115	120	124	129	134	138	142	146	150	152	151	146	146
Global	real	100	93	90	87	86	86	86	86	84	86	86	91	92	93	94	96	99	102	104	104	102	98	96
	nominal	100	94	94	95	96	98	101	105	108	113	116	122	125	131	136	140	144	149	153	155	154	149	149

Nota: *Em 2012 o número de consumidores em AT no mercado regulado passou a ser residual.

O Quadro 7-8 resume as variações anuais médias durante cada um dos períodos de regulação do setor elétrico.⁶¹ Destaca-se que o primeiro período de regulação (1999-2001) foi caracterizado por reduções reais e nominais no preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais, o que só voltou a acontecer no atual período de regulação (2018-2020).

Quadro 7-8 - Variações anuais médias da tarifa de Venda a Clientes Finais por período regulatório

Variação anual média		1999 - 2001	2002 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018 - 2020
AT *	real	-6,8%	0,3%	1,0%	5,7%	-	-	-
	nominal	-3,5%	3,6%	3,6%	6,2%	-	-	-
MT	real	-6,6%	0,8%	0,6%	3,8%	4,4%	0,7%	-1,6%
	nominal	-3,3%	4,1%	3,2%	4,3%	5,3%	2,5%	-0,2%
BTE	real	-4,4%	-0,7%	4,2%	2,6%	4,3%	1,6%	-1,3%
	nominal	-1,4%	2,2%	7,0%	4,0%	5,3%	2,5%	-0,2%
BTN	real	-4,5%	-0,4%	0,2%	2,4%	2,2%	1,4%	-2,5%
	nominal	-1,4%	2,5%	2,9%	3,8%	3,2%	2,3%	-1,4%
Global	real	-4,5%	-0,4%	0,2%	2,4%	2,3%	1,4%	-2,4%
	nominal	-1,8%	2,7%	3,3%	4,0%	3,4%	2,4%	-1,3%

Nota: * Em 2012 o número de consumidores em AT no mercado regulado passou a ser residual.

⁶¹ Os períodos de regulação têm uma duração de 3 anos, com exceção do período 2002-2005 que teve uma duração de 4 anos em Portugal Continental.

7.5 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA

7.5.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA ENTRE 2019 E 2020

Em 2020, os preços da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA apresentam no global uma variação tarifária de -1,0%, relativamente a 2019, conforme se ilustra na Figura 7-45.

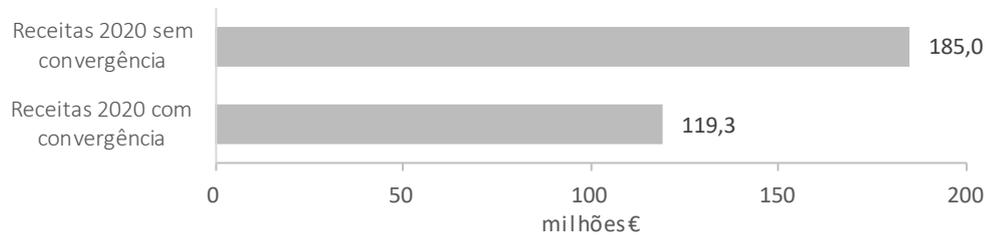
Figura 7-45 - Evolução do preço médio da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA

Tarifa	Preço médio 2019	Preço médio 2020	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de venda a clientes finais na RAA (total)	0,1596 €/kWh Receitas: 118 003 mil € Quantidades: 739 GWh	0,1580 €/kWh Receitas: 119 278 mil € Quantidades: 755 GWh	-1,0%	-1,0%	0,1%
• Tarifa de venda a clientes finais em MT	0,1212 €/kWh Receitas: 34 456 mil € Quantidades: 284 GWh	0,1193 €/kWh Receitas: 34 790 mil € Quantidades: 292 GWh	-1,5%	-1,1%	-0,4%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTE	0,1612 €/kWh Receitas: 9 384 mil € Quantidades: 58 GWh	0,1596 €/kWh Receitas: 9 464 mil € Quantidades: 59 GWh	-1,0%	-0,7%	-0,3%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTN > 20,7 kVA	0,1763 €/kWh Receitas: 8 936 mil € Quantidades: 51 GWh	0,1795 €/kWh Receitas: 7 581 mil € Quantidades: 42 GWh	1,9%	-0,7%	2,6%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTN ≤ 20,7 kVA	0,1885 €/kWh Receitas: 65 228 mil € Quantidades: 346 GWh	0,1865 €/kWh Receitas: 67 443 mil € Quantidades: 362 GWh	-1,0%	-1,1%	0,0%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde.

A figura anterior já inclui a aplicação do mecanismo de convergência com as tarifas aditivas de Portugal continental. A Figura 7-46 evidencia a importância do mecanismo de convergência nas tarifas da RAA em 2020 nas receitas da tarifa de venda a clientes finais. É visível que na ausência do mecanismo de convergência as receitas seriam significativamente mais elevadas em 2020.

Figura 7-46 - Impacto do mecanismo de convergência nas receitas com a tarifa de venda a clientes finais na RAA



Nota: A figura assume a aplicação das tarifas referidas à estrutura de consumos prevista para 2020.

Isto significa que o mecanismo de convergência resulta numa variação tarifária mais baixa para a RAA. Caso o mecanismo de convergência fosse descontinuado em 2020, isso resultaria numa variação tarifária de 53,5% entre 2019 e 2020, o que compara com uma variação tarifária global de -1,0% para a RAA.

7.5.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA ENTRE 1990 E 2020

A Figura 7-47 e a Figura 7-48 apresentam a evolução do preço médio observada nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no período compreendido entre 1990 e 2020, em termos globais e por nível de tensão, assumindo a estrutura de consumos prevista para o ano 2020.⁶² No final é feita uma análise focada nas variações médias durante os vários períodos regulatórios desde 2002.

Até 1996 verifica-se uma tendência de subida no preço médio de todos os níveis de tensão, em termos nominais. Entre 1998 e 2001 registaram-se reduções sucessivas nos preços médios de todos os níveis de tensão, indiciando o processo anual de convergência dos preços médios de venda de energia elétrica praticados na Região Autónoma dos Açores com os praticados no Continente, resultante do Protocolo estabelecido entre o Ministério da Economia e o Governo Regional dos Açores.

A partir de 2003 as tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA passaram a ser fixadas pela ERSE em resultado da extensão das suas competências de regulação do setor elétrico às Regiões Autónomas e no quadro da convergência tarifária com o Continente.

⁶² A utilização da mesma estrutura de consumos nos vários anos permite eliminar o efeito consumo e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. Logo, os preços apresentados não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo ano em cada nível de tensão.

A preços correntes (Figura 7-47), no período compreendido entre 1990 e 2020, o preço médio global sofreu acréscimos médios anuais de 1,7%, sendo que a BTN registou acréscimos médios anuais de 2,1%. A BTE e a MT registaram, no período em análise, acréscimos anuais de 1,3% e de 0,9%, respetivamente.

A preços constantes (Figura 7-48), verificaram-se aumentos no preço médio global até 1994 e reduções sucessivas até 2004. Entre 1990 e 2020, o preço médio global decresceu a uma taxa média anual de -1,2%, sendo que a BTN registou reduções médias anuais de -0,7%. Ainda em preços constantes, os preços médios em MT em 2020 são cerca de 53% dos preços verificados em 1990. Em BTE e BTN, os preços médios em 2020 são cerca de 63% e 81% dos respetivos preços médios verificados em 1990.

Figura 7-47 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços correntes)

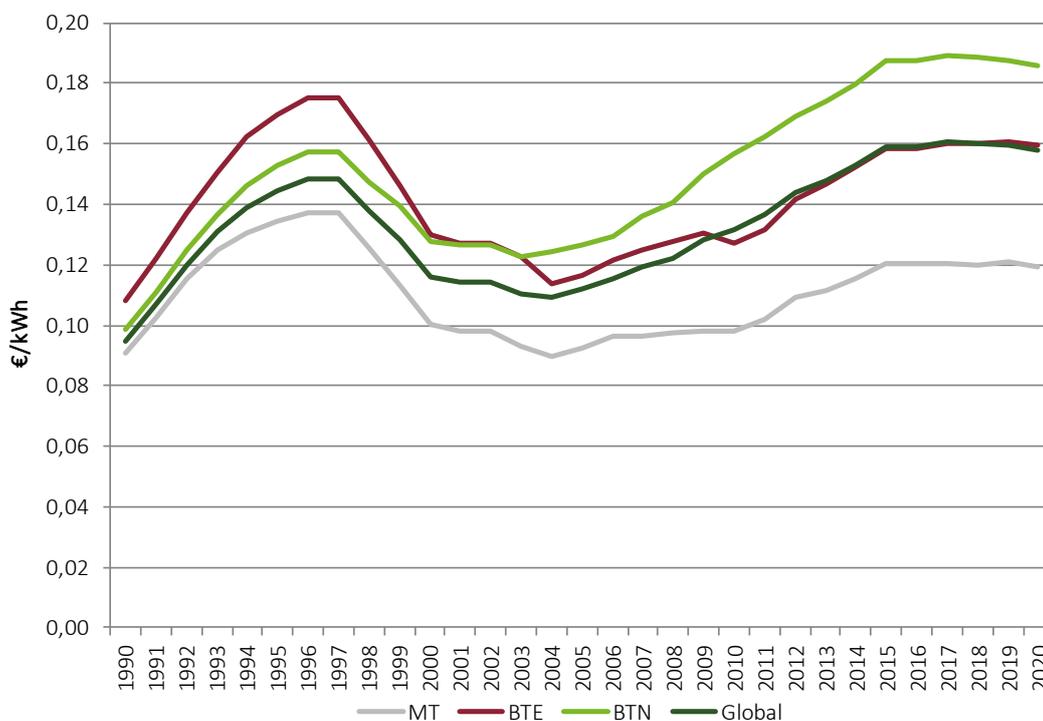
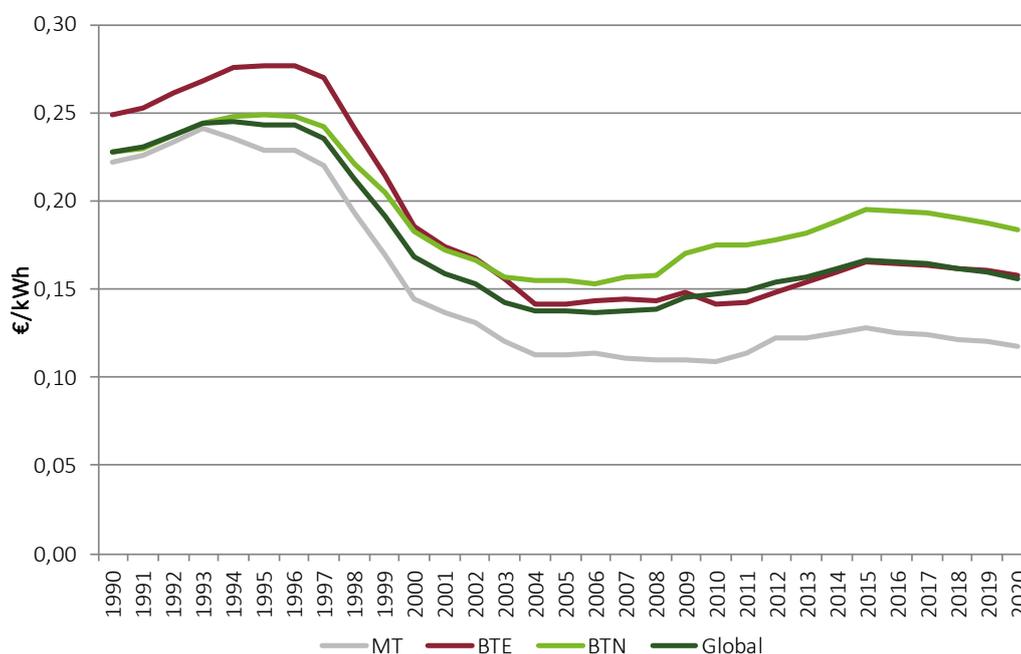


Figura 7-48 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços constantes de 2019)



O Quadro 7-9 apresenta a evolução na tarifa de venda a clientes finais em termos reais e nominais, por indexação ao ano 2002. É de salientar que em termos reais registam-se atualmente valores para MT e BTE inferiores aos valores de 2002.

Quadro 7-9 - Evolução real e nominal do preço médio da tarifa de venda a clientes finais na RAA, ano 2002 = 100

Preço médio	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
MT	real	100	92	86	86	87	84	84	83	87	94	93	96	98	96	95	93	92	90	
	nominal	100	95	92	94	98	98	99	100	100	104	112	114	118	123	123	123	122	123	122
BTE	real	100	93	84	84	86	86	86	88	85	85	89	92	95	98	98	97	96	96	94
	nominal	100	96	89	91	96	98	100	103	100	104	111	115	119	124	124	126	126	126	125
BTN	real	100	94	93	93	92	94	95	102	105	107	109	113	117	117	116	114	113	110	
	nominal	100	97	98	100	102	108	111	119	124	129	134	138	142	148	148	150	149	149	147

O Quadro 7-10 resume as variações anuais médias durante cada um dos períodos de regulação do setor elétrico.⁶³ Destaca-se que o primeiro período de regulação apresentado (2003-2005) foi caracterizado por

⁶³ Os períodos de regulação têm uma duração de 3 anos.

reduções reais no preço médio da tarifa de venda a clientes finais de MT, BTE e BTN e que no atual período regulatório verificou-se a mesma situação.

Quadro 7-10 - Variações anuais médias da tarifa de venda a clientes finais na RAA, por período regulatório

Variação anual média		2003 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018 - 2020
MT	real	-4,8%	-0,9%	1,0%	3,3%	-0,3%	-1,8%
	nominal	-1,9%	1,7%	1,5%	4,2%	1,5%	-0,4%
BTE	real	-5,5%	0,5%	-0,3%	3,9%	0,9%	-1,2%
	nominal	-3,0%	3,2%	1,0%	4,9%	1,8%	-0,1%
BTN	real	-2,5%	0,7%	3,5%	2,4%	0,8%	-1,7%
	nominal	0,1%	3,5%	5,0%	3,4%	1,7%	-0,6%

7.6 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM

7.6.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM ENTRE 2019 E 2020

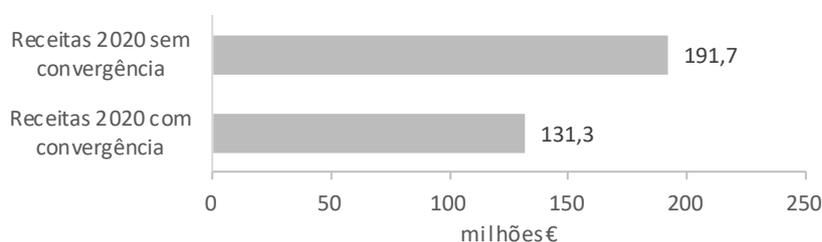
Em 2020, os preços da Tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM apresentam no global uma variação tarifária de -1,0%, relativamente a 2019, conforme se ilustra na Figura 7-49.

Figura 7-49 - Evolução do preço médio da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM

Tarifa	Preço médio 2019	Preço médio 2020	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de venda a clientes finais na RAM (total)	0,1648 €/kWh Receitas: 132 299 mil € Quantidades: 803 GWh	0,1643 €/kWh Receitas: 131 330 mil € Quantidades: 799 GWh	-0,3%	-1,0%	0,7%
• Tarifa de venda a clientes finais em MT	0,1161 €/kWh Receitas: 25 330 mil € Quantidades: 218 GWh	0,1157 €/kWh Receitas: 24 320 mil € Quantidades: 210 GWh	-0,3%	-0,8%	0,5%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTE	0,1626 €/kWh Receitas: 25 515 mil € Quantidades: 157 GWh	0,1621 €/kWh Receitas: 23 893 mil € Quantidades: 147 GWh	-0,3%	-1,0%	0,7%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTN > 20,7 kVA	0,1738 €/kWh Receitas: 11 709 mil € Quantidades: 67 GWh	0,1789 €/kWh Receitas: 10 782 mil € Quantidades: 60 GWh	3,0%	-0,2%	3,2%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTN ≤ 20,7 kVA	0,1936 €/kWh Receitas: 69 745 mil € Quantidades: 360 GWh	0,1896 €/kWh Receitas: 72 335 mil € Quantidades: 381 GWh	-2,0%	-1,2%	-0,9%

A figura anterior já inclui a aplicação do mecanismo de convergência com as tarifas aditivas de Portugal continental. A Figura 7-50 evidencia a importância do mecanismo de convergência nas tarifas da RAM em 2020 nas receitas da tarifa de venda a clientes finais. É visível que na ausência do mecanismo de convergência as receitas seriam significativamente mais elevadas em 2020.

Figura 7-50 - Impacto do mecanismo de convergência nas receitas com a tarifa de venda a clientes finais na RAM



Nota: A figura assume a aplicação das tarifas referidas à estrutura de consumos previsto para 2020.

Isto significa que o mecanismo de convergência resulta numa variação tarifária mais baixa para a RAM. Caso o mecanismo de convergência fosse descontinuado em 2020, isso resultaria numa variação tarifária de 44,5% entre 2019 e 2020, o que compara com uma variação tarifária global de -1,0% para a RAM.

7.6.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM ENTRE 1990 E 2020

A Figura 7-51 e a Figura 7-52 apresentam a evolução do preço médio observada nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no período compreendido entre 1990 e 2020, em termos globais e por nível de tensão, assumindo a estrutura de consumos prevista para o ano 2020.⁶⁴ No final é feita uma análise focada nas variações médias durante os vários períodos regulatórios desde 2002.

Até 1996 verifica-se uma tendência de subida no preço médio de todos os níveis de tensão, em termos nominais. Entre 1997 e 2001 registaram-se reduções sucessivas nos preços médios de todos os níveis de tensão, indiciando o processo anual de convergência dos preços médios de venda de energia elétrica praticados na Região Autónoma da Madeira com os praticados no Continente, resultante do Protocolo estabelecido entre o Ministério da Economia e o Governo Regional da Madeira.

A partir de 2003 as tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM passam a ser fixadas pela ERSE em resultado da extensão das suas competências de regulação do setor elétrico às regiões autónomas e no quadro da convergência tarifária com o Continente.

⁶⁴ A utilização da mesma estrutura de consumos nos vários anos permite eliminar o efeito consumo e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. Logo, os preços apresentados não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo ano em cada nível de tensão.

A preços correntes (Figura 7-51), no período compreendido entre 1990 e 2020, o preço médio global sofreu acréscimos médios anuais de 1,3%, sendo que a BTN registou acréscimos médios anuais de 1,5%. A BTE e a MT registaram, no período em análise, acréscimos de 1,2% e de 1,1% ao ano, respetivamente.

A preços constantes (Figura 7-52), entre 1990 e 2020, o preço médio global decresceu a uma taxa média anual de -1,5%, sendo que a BTN registou reduções médias anuais de -1,4%. Ainda em preços constantes os preços médios em MT em 2020 são cerca de 57% dos preços verificados em 1990. Em BTE e BTN, os preços médios em 2020 são cerca de 62% e 68% dos respetivos preços médios verificados em 1990.

Figura 7-51 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM (preços correntes)

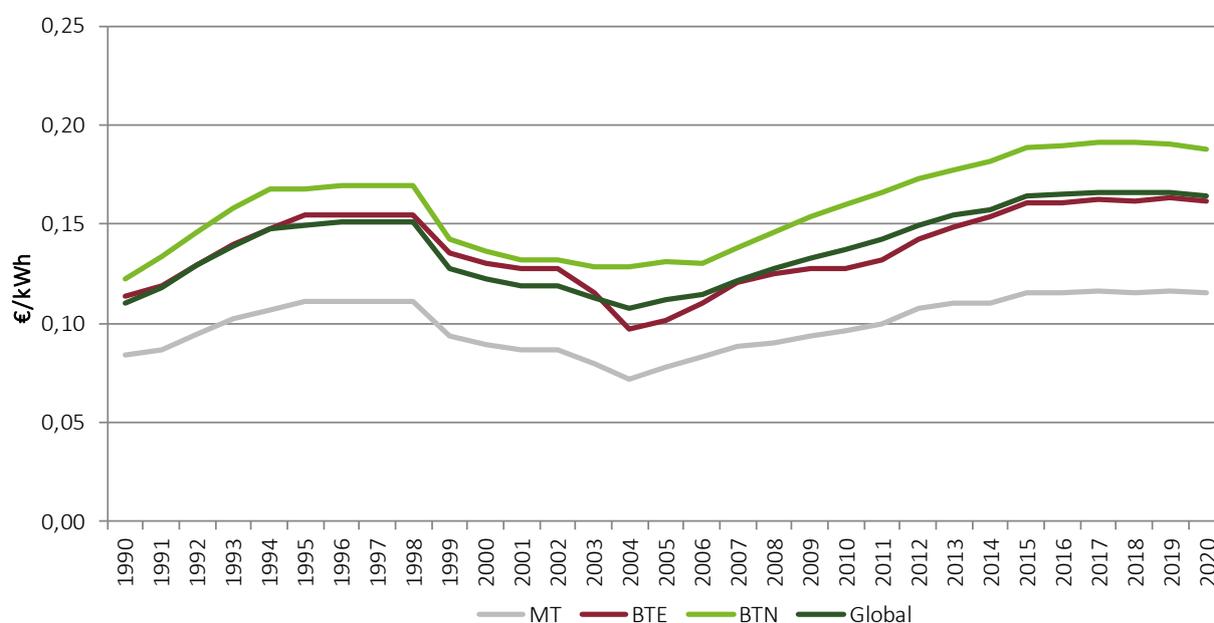
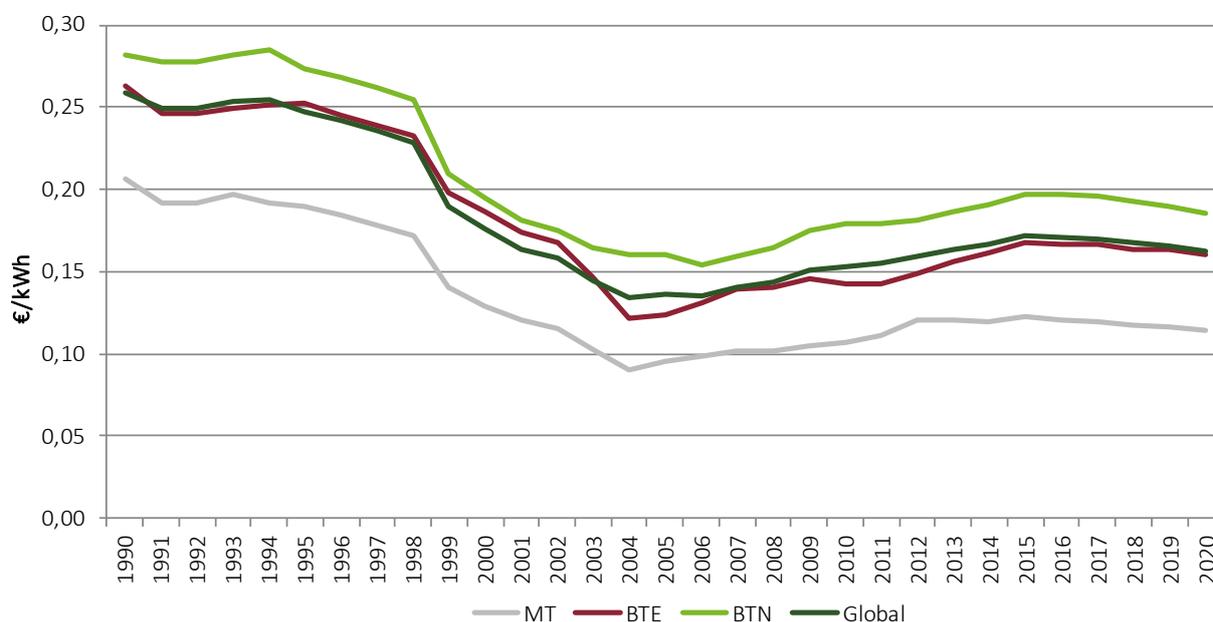


Figura 7-52 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM (preços constantes de 2019)



O Quadro 7-11 apresenta a evolução na tarifa de venda a clientes finais em termos reais e nominais, por indexação ao ano 2002. É de salientar que em termos reais registam-se atualmente valores reais para MT e BTE inferiores aos valores de 2002.

Quadro 7-11 - Evolução real e nominal do preço médio da tarifa de venda a clientes finais na RAM, ano 2002 = 100

Preço médio		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
MT	real	100	89	78	82	86	88	88	91	92	96	104	104	104	106	105	103	101	101	99
	nominal	100	92	83	90	97	102	105	109	111	115	125	128	128	133	134	134	134	135	134
BTE	real	100	87	72	74	78	83	83	86	85	85	89	93	96	100	99	99	97	97	95
	nominal	100	90	76	80	87	94	98	100	100	104	112	117	121	126	126	128	127	128	127
BTN	real	100	94	92	92	88	91	94	100	102	103	104	107	109	113	113	112	110	109	106
	nominal	100	97	97	99	99	104	110	116	121	125	131	134	137	143	143	145	144	144	142

O Quadro 7-12 resume as variações anuais médias durante cada um dos períodos de regulação do setor elétrico.⁶⁵ Destaca-se que o primeiro período de regulação apresentado (2003-2005) foi caracterizado por

⁶⁵ Os períodos de regulação têm uma duração de 3 anos.

reduções reais e nominais no preço médio da tarifa de venda a clientes finais de MT, BTE e BTN, tendo-se verificado no atual período regulatório a mesma situação.

Quadro 7-12 - Variações anuais médias da tarifa de venda a clientes finais na RAM, por período regulatório

Variação anual média		2003 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018 - 2020
MT	real	-6,3%	2,4%	2,8%	2,6%	-0,1%	-1,5%
	nominal	-3,4%	5,1%	3,3%	3,5%	1,6%	-0,1%
BTE	real	-9,8%	4,3%	0,6%	4,2%	0,9%	-1,2%
	nominal	-7,3%	7,1%	2,0%	5,2%	1,8%	-0,1%
BTN	real	-2,8%	0,9%	2,9%	2,0%	0,9%	-1,7%
	nominal	-0,3%	3,6%	4,4%	3,0%	1,8%	-0,6%

7.7 ANÁLISE DA CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA

A convergência tarifária das Regiões Autónomas do Açores e da Região Autónoma da Madeira reflete a existência de tarifas de Venda a Clientes Finais (TVCF) mais baixas do que os valores necessários para recuperar os proveitos permitidos das atividades reguladas dos setores elétricos das Regiões Autónomas (RA). A diferença entre os proveitos recuperados com as TVCF das RA e os proveitos permitidos das atividades reguladas é designado como custo da convergência tarifária, o qual é repercutido na tarifa de uso global do sistema.

As TVCF das RA baseiam-se na aplicação das tarifas aditivas, as quais representam a estrutura de custos eficientes em Portugal continental. Isto significa que as TVCF das RA procuram mitigar os custos médios mais elevados nas RA devido à natureza insular. O quadro que se segue apresenta a variação tarifária entre 2019 e 2020 da tarifa aditiva aplicada às quantidades de consumo de Portugal continental.⁶⁶

⁶⁶ Inclui as quantidades do mercado regulado e do mercado liberalizado.

Quadro 7-13 - Variação tarifária da tarifa aditiva entre 2019 e 2020 em Portugal continental

	MT	BTE	BTN
Portugal continental	-2,2%	-0,7%	-0,5%

Nota: inclui as quantidades do mercado regulado e do mercado liberalizado.

À semelhança da situação em Portugal continental, a tarifa aditiva só será aplicada diretamente às Regiões Autónomas caso esta tarifa não resulte em variações dos diferentes preços acima de um determinado valor percentual máximo, estipulado anualmente pela ERSE, na comparação da tarifa aditiva para o próximo ano com a tarifa de Venda a Clientes Finais do ano corrente. Sempre que exista pelo menos um preço a variar mais do que o valor máximo permitido, é aplicado um mecanismo de limitação de acréscimos tarifários, que reduz as variações mais altas ao mesmo tempo que aumenta as variações mais baixas, preservando a variação tarifária global para cada Região Autónoma.

A variação tarifária global, bem como a variação tarifária por nível de tensão da TVCF nas duas RA é apresentada no Quadro 7-14. A variação tarifária global de cada RA depende das variações tarifárias da tarifa aditiva por nível de tensão (Quadro 7-13) e da estrutura de consumo por nível de tensão de cada RA. As variações tarifárias por nível de tensão em cada RA dependem igualmente das variações tarifárias da tarifa aditiva, mas também da aplicação do mecanismo de limitação de acréscimos tarifários.

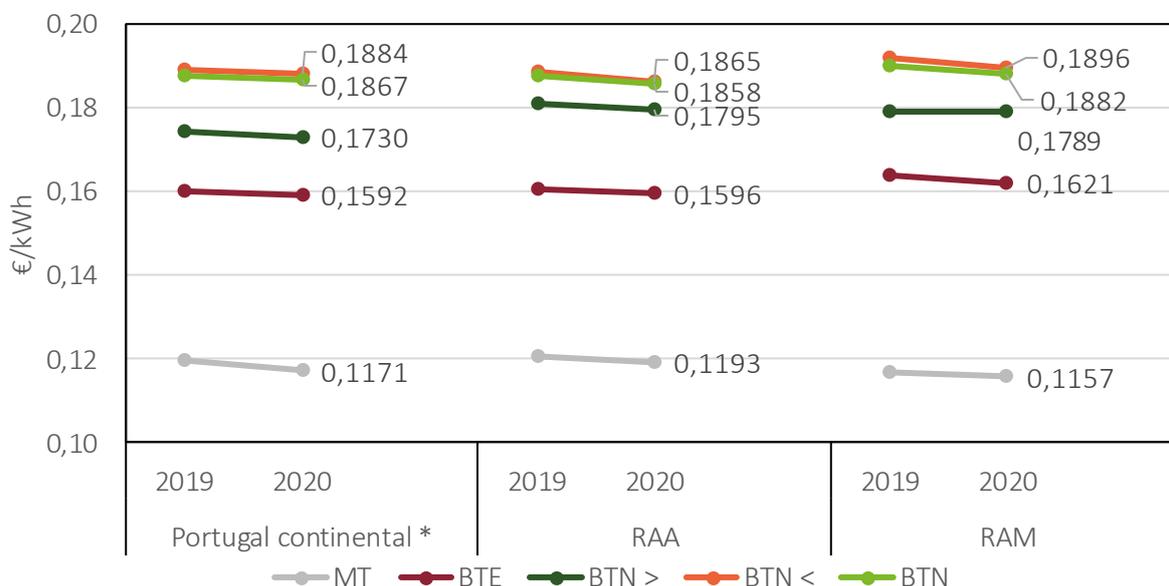
Quadro 7-14 - Variação tarifária da tarifa de Venda a Clientes Finais entre 2019 e 2020, por região

	MT	BTE	BTN	Global
Região Autónoma dos Açores	-1,1%	-0,7%	-1,0%	-1,0%
Região Autónoma da Madeira	-0,8%	-1,0%	-1,0%	-1,0%

Na Figura 7-53 apresentam-se os preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental⁶⁷ e das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM de 2019 e 2020. Estes preços médios são calculados com a respetiva estrutura de consumos prevista para 2020. Assim, a evolução entre 2019 e 2020 corresponde à variação tarifária em cada região.

⁶⁷ Adotam-se para Portugal continental as tarifas aditivas determinadas pela soma das tarifas de acesso com os preços de energia e comercialização.

Figura 7-53 - Preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da RAA e da RAM

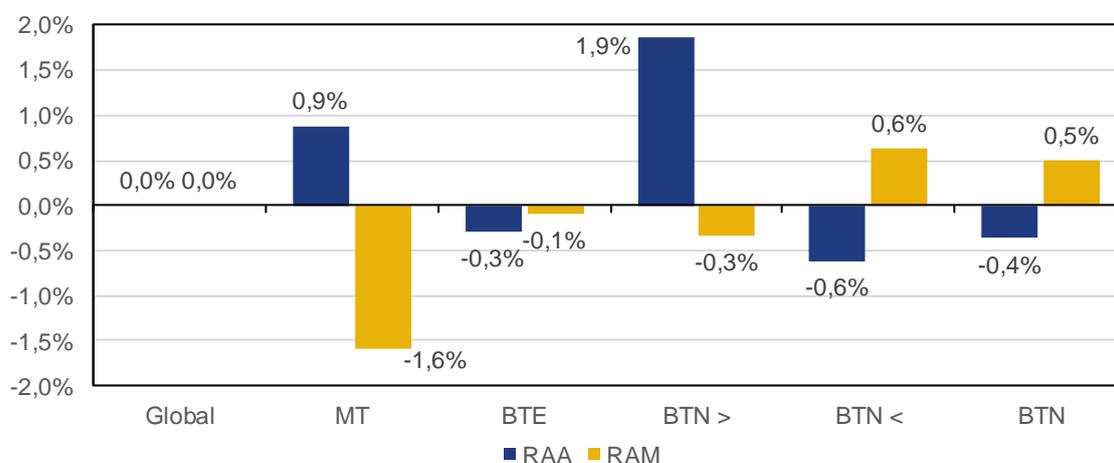


Notas: * Determinado com base nas tarifas aditivas aplicadas às quantidades do mercado regulado e do mercado liberalizado.

Mesmo que fossem aplicados os mesmos preços nas várias regiões, poderiam resultar preços médios distintos na Figura 7-53 devido às diferenças nas estruturas de consumo das regiões. De forma a corrigir o efeito das diferenças de estrutura de consumos entre as Regiões Autónomas e o Continente, comparam-se na Figura 7-54 as TVCF das Regiões Autónomas com a aplicação da tarifa aditiva às quantidades fornecidas em cada Região Autónoma, medindo os desvios percentuais do preço médio da TVCF em cada Região Autónoma face à tarifa aditiva.

Desde 2002, ano em que as atribuições de regulação da ERSE passaram a incluir as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, a uniformidade tarifária tem vindo a ser implementada de forma gradual. Presentemente, encontra-se assegurada a convergência em preço médio em termos globais para as duas regiões autónomas, como pode ser comprovado na Figura 7-54. O mecanismo de convergência tarifária irá assegurar a prazo uma convergência efetiva nos preços das diferentes variáveis de faturação para cada tipo de fornecimento.

Figura 7-54 - Desvio dos preços médios das TVCF nas Regiões Autónomas face à tarifa aditiva

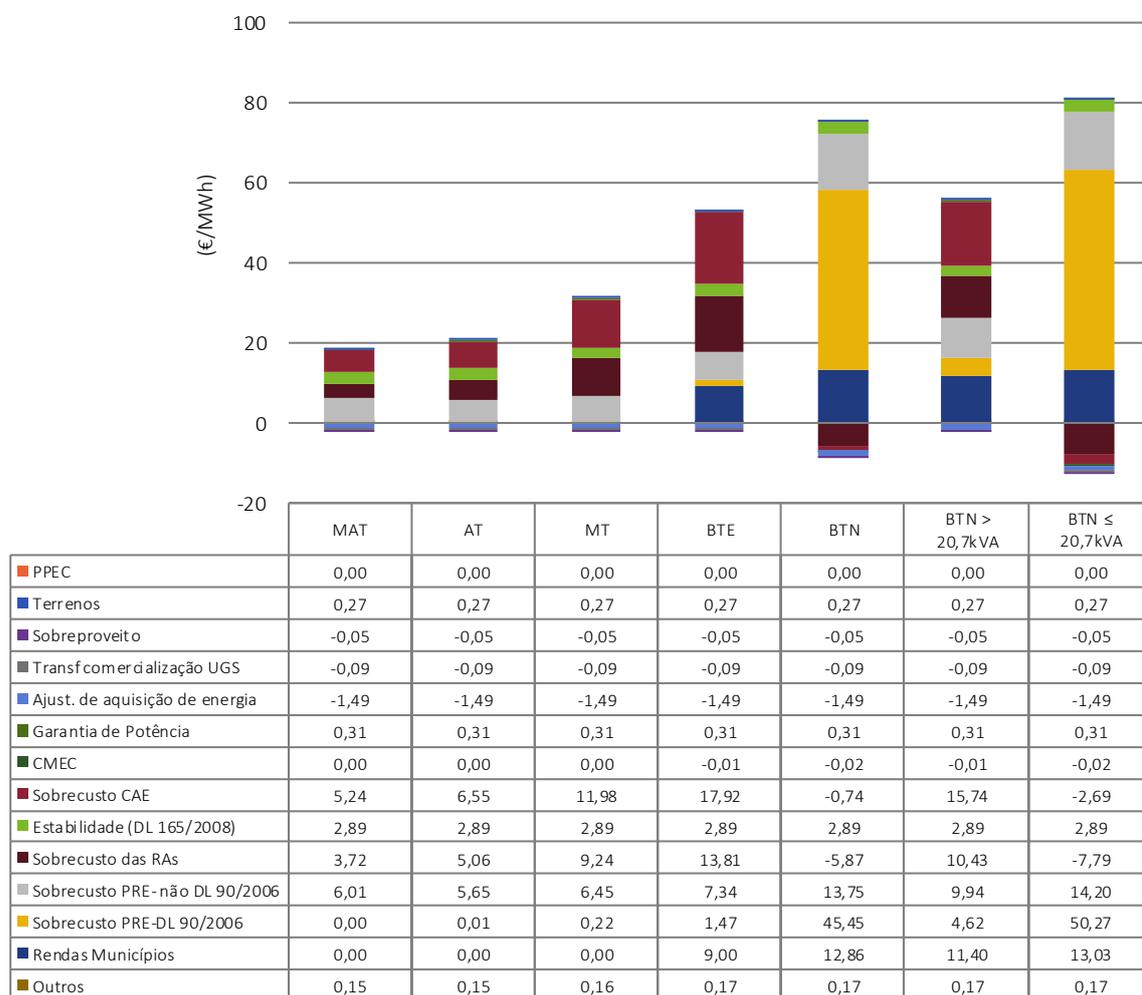


7.8 IMPACTES TARIFÁRIOS DOS CUSTOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, DE SUSTENTABILIDADE E DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL, EM 2020

As variações da tarifa de Uso Global do Sistema resultam essencialmente de variações dos custos decorrentes de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG). Estes custos são, na sua quase totalidade, determinados no âmbito da legislação em vigor.

Na Figura 7-55 apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição do preço médio relativo aos CIEG. Em 2020, destacam-se as seguintes parcelas: os sobrecustos da produção em regime especial, o sobrecusto dos CAE, os custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, as anuidades dos custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008 e as rendas pagas aos Municípios.

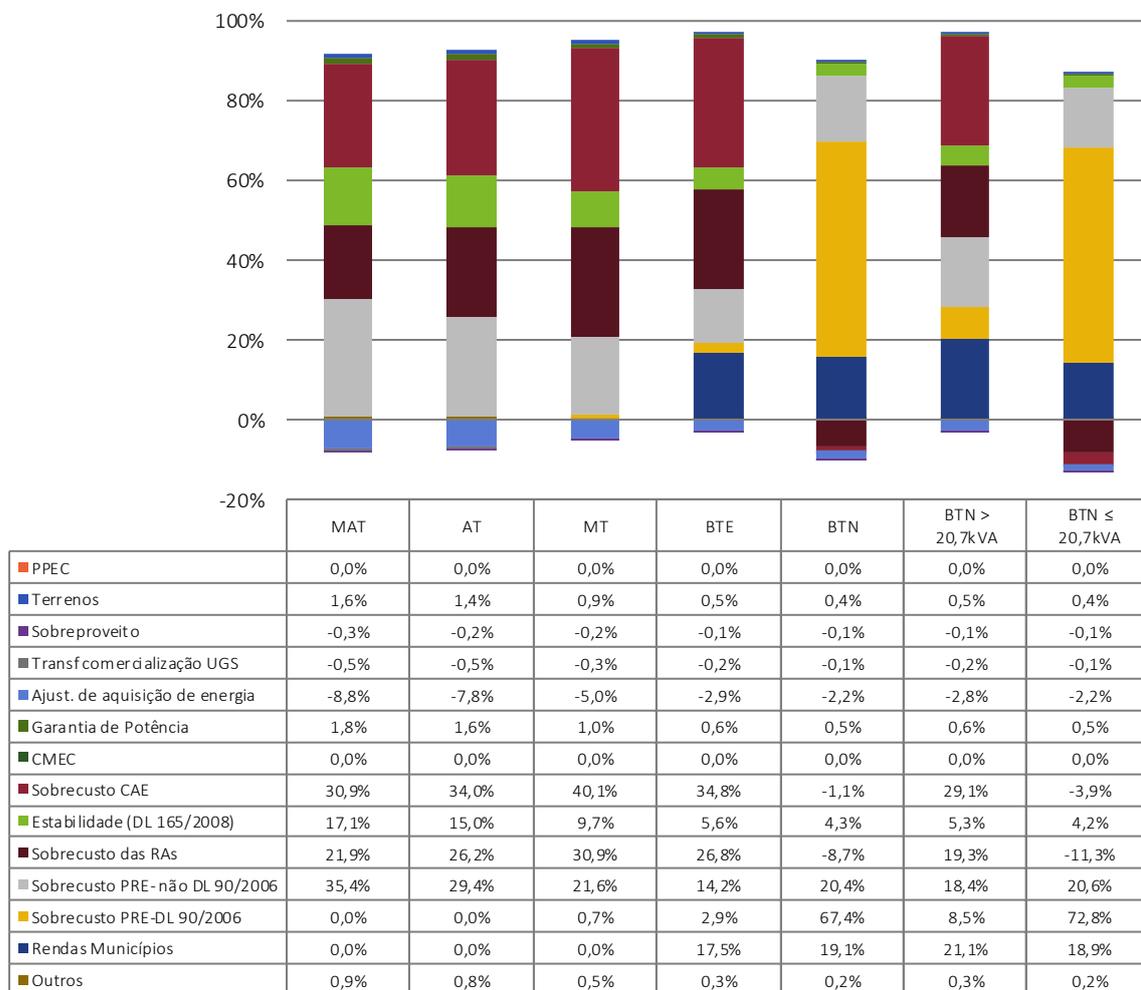
Figura 7-55 - Preço médio dos CIEG em 2020, por componente



Legenda: PPEC – Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica; **Terrenos** – Custos com a remuneração e amortização dos terrenos do domínio público hídrico; **Sobreproveito** – Sobreproveito resultante da aplicação das tarifas transitórias; **Transf. Comercialização UGS** – Diferencial de receitas na atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais; **Ajust. de aquisição de energia** – Ajustamentos positivos ou negativos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores; **Garantia de Potência** – Custos com o mecanismo de atribuição de incentivos à garantia de potência disponibilizada pelos produtores ao Sistema Elétrico Nacional; **CMEC** – Custos para a manutenção do equilíbrio contratual; **Sobrecusto CAE** – Sobrecusto com os Contratos de Aquisição de Energia; **Estabilidade (DL 165/2008)** – Pagamento anual resultante do diferimento de custos em 2009 no âmbito da aplicação do Decreto Lei n.º 165/2008; **Sobrecusto das RA** – Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira; **Sobrecusto PRE-não DL 90/2006** – Diferencial de custo da cogeração, da microprodução e da miniprodução; **Sobrecusto PRE DL 90/2006** – Diferencial de custo da produção com tarifa garantida enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, do tipo: eólica, mini-hídrica, biogás, biomassa, fotovoltaica, resíduos urbanos e energia das ondas; **Rendas Municípios** – Rendas de concessão da rede de distribuição em BT pagas aos municípios.

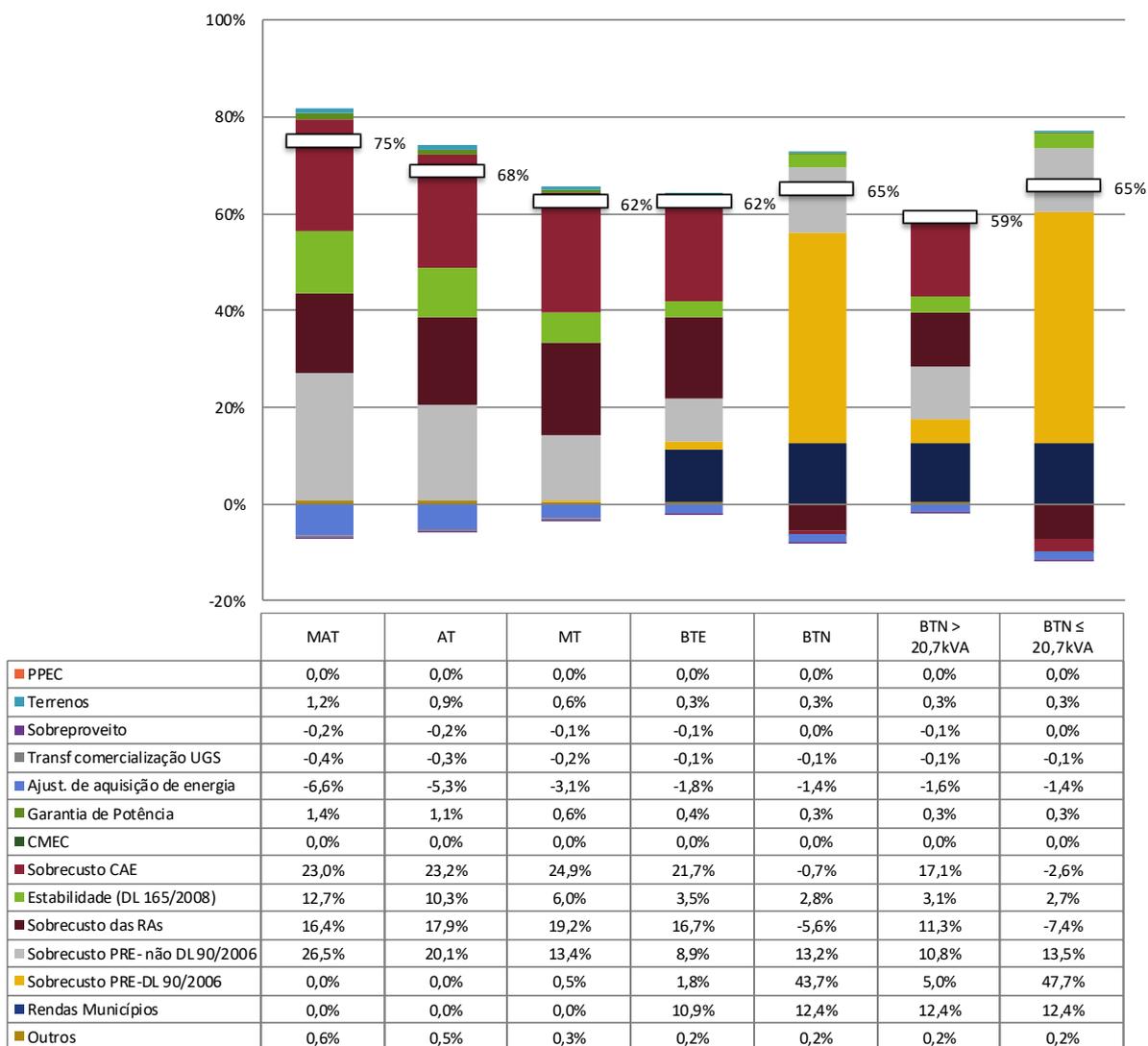
Na Figura 7-56, apresenta-se a estrutura do preço médio dos CIEG para cada nível de tensão.

Figura 7-56 - Estrutura do preço médio dos CIEG em 2020, por componente



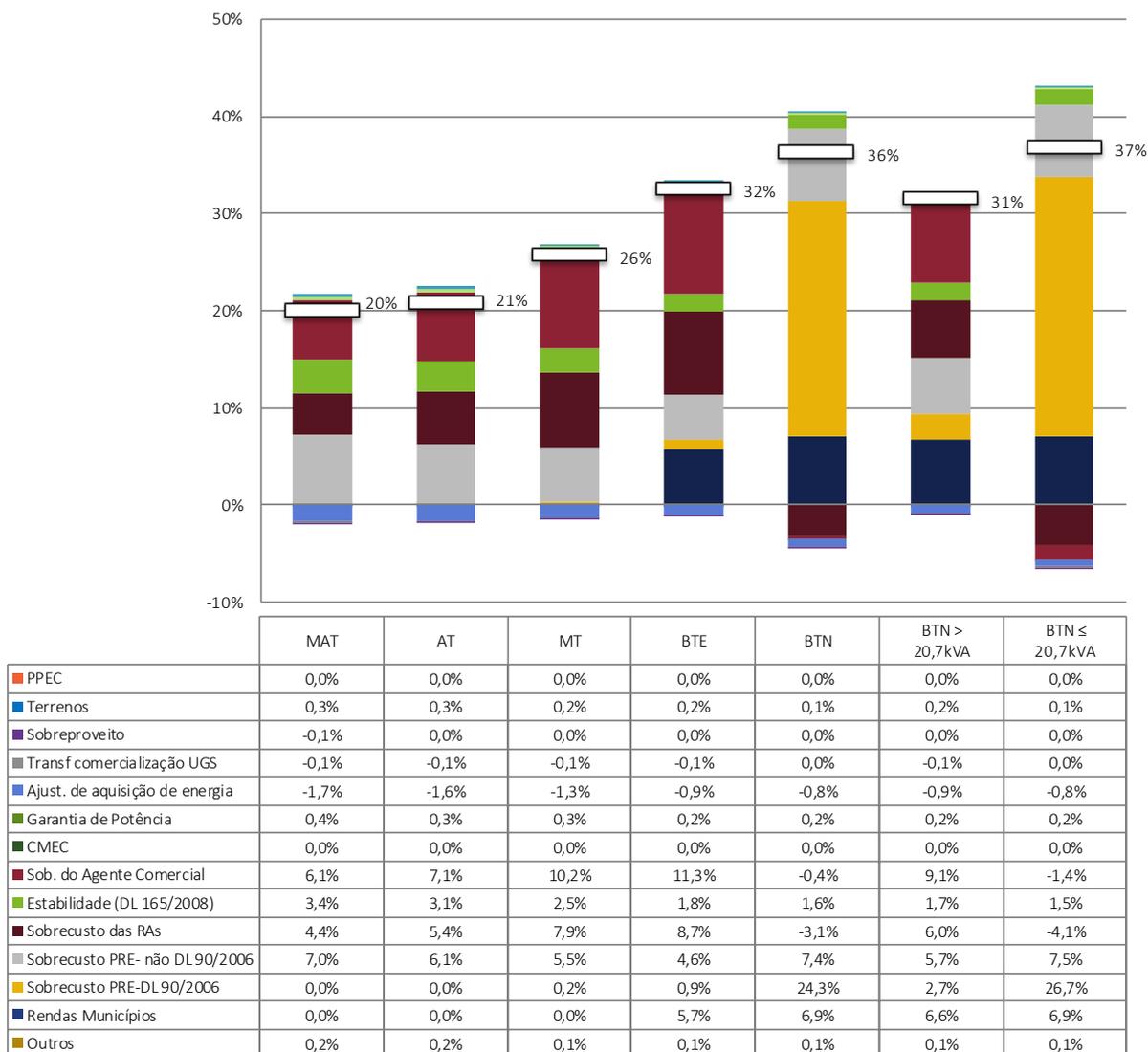
Na Figura 7-57 e na Figura 7-58, apresenta-se, para cada nível de tensão, o impacto dos CIEG na tarifa de Acesso e nos preços totais pagos pelos clientes, respetivamente. Presentemente verifica-se que uma parte considerável dos custos incluídos nas tarifas de Acesso às Redes são CIEG.

Figura 7-57 - Impacte dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes



Nos preços pagos em 2020 pelos clientes, estima-se que os CIEG apresentem um peso entre 20% em MAT e 37% em BTN com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA.

Figura 7-58 - Impacte dos CIEG nos preços totais pagos pelos clientes



ANEXOS

ANEXO I
PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES

PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES

O cálculo de tarifas de eletricidade para 2020 integra diversas decisões legislativas, designadamente as aprovadas através dos seguintes diplomas:

Diploma	Assunto
<u>Lei n.º 70/2018</u> , de 31 de dezembro	Grandes Opções do Plano para 2019
<u>Lei n.º 71/2018</u> , de 31 de dezembro	Orçamento do Estado para 2019
<u>Diretiva n.º 1/2019</u> , de 7 de janeiro	Promove a primeira alteração ao Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão conjunta da interligação Portugal-Espanha
<u>Declaração de Retificação n.º 18/2019</u> , de 7 de janeiro	Retifica a Diretiva n.º 16/2018, de 13 de dezembro, que aprova as regras sobre Rotulagem de Energia Elétrica
<u>Diretiva (extrato) n.º 3/2019</u> , de 11 de janeiro	Perfis de perdas aplicáveis em 2019
<u>Diretiva n.º 4/2019</u> , de 15 de janeiro	Aprovação das Regras do Projeto-Piloto de participação do consumo no mercado de reserva de regulação
<u>Diretiva n.º 5/2019</u> , de 18 de janeiro	Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2019
<u>Diretiva (extrato) n.º 6/2019</u> , de 18 de janeiro	Perfis de consumo, de produção e de autoconsumo aplicáveis em 2019

Diploma	Assunto
<u>Regulamento n.º 76/2019</u> , de 18 de janeiro	Primeira alteração ao Regulamento Tarifário do Setor Elétrico
<u>Portaria n.º 43/2019</u> , de 31 de janeiro	Altera o artigo 7.º da Portaria n.º 102/2015, de 7 de abril, na redação dada pela Portaria n.º 246/2018, de 3 de setembro (Determina a consulta obrigatória da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) no âmbito dos procedimentos de autorização do sobre-equipamento de parques eólicos, e define critérios de decisão a adotar)
<u>Diretiva n.º 7/2019</u> , de 26 de fevereiro	Formação do preço da banda de regulação secundária
<u>Diretiva n.º 9/2019</u> , de 10 de abril	Aprovação das Condições Gerais do Contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema no âmbito do projeto-piloto de participação do consumo no mercado de reserva de regulação
<u>Portaria n.º 115/2019</u> , de 15 de abril	Fixa a tarifa de referência prevista no n.º 1 do artigo 31.º do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, e determina as percentagens a aplicar à tarifa de referência, consoante o tipo de energia primária utilizada pelas unidades de pequena produção
<u>Despacho (extrato) n.º 4343/2019</u> , de 26 de abril	Definição de fator de conversão para redes urbanas de frio e calor alimentadas por sistemas de cogeração ou de trigeração
<u>Diretiva n.º 11/2019</u> , de 6 de maio	Termos e condições de realização de Leilões de Colocação de PRE
<u>Decreto-Lei n.º 60/2019</u> , de 13 de maio	Determina a aplicação da taxa reduzida do IVA à componente fixa de determinados fornecimentos de eletricidade e gás natural

Diploma	Assunto
<u>Decreto-Lei n.º 76/2019</u> , de 3 de junho	Altera o regime jurídico aplicável ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade
<u>Despacho n.º 5532-B/2019</u> , de 6 de junho	Determina a abertura de procedimento concorrencial, sob a forma de leilão eletrónico, para atribuição de reserva de capacidade de injeção em pontos de ligação à Rede Elétrica de Serviço Público para energia solar fotovoltaica, produzida em Centro Eletroprodutor
<u>Regulamento (UE) 2019/941 do Parlamento Europeu e do Conselho</u> , de 5 de junho de 2019 relativo à preparação para riscos no setor da eletricidade e que revoga a Diretiva 2005/89/CE	Preparação para riscos no setor da eletricidade
<u>Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho</u> de 5 de junho de 2019 relativo ao mercado interno da eletricidade	Mercado interno da eletricidade
<u>Diretiva n.º 13/2019</u> , de 18 de julho	Termos e condições do mecanismo de aquisição a prazo de energia elétrica por parte de comercializador de último recurso
<u>Diretiva n.º 14/2019</u> , de 24 de julho	Entidades habilitadas a integrar a unidade de desvio de comercialização nos termos do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema
<u>Declaração de Retificação n.º 36/2019</u> , de 30 de julho	Retifica o Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, do Ambiente e Transição Energética, que altera o regime jurídico aplicável ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade, publicado no Diário da República, 1.ª série, n.º 106, de 3 de junho de 2019

Diploma	Assunto
<u>Regulamento n.º 610/2019</u> , de 2 de agosto	Aprova o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica
<u>Decreto-Lei n.º 104/2019</u> , de 9 de agosto	Altera o mecanismo regulatório tendente a assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade em Portugal
<u>Portaria n.º 282/2019</u> , de 30 de agosto	Estabelece o procedimento de elaboração, incluindo calendário e demais trâmites, do estudo sobre os impactos de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia, previsto no n.º 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na sua redação atual, e revoga a Portaria n.º 288/2013, de 20 de setembro, com as alterações introduzidas pela Portaria n.º 225/2015, de 30 de julho
<u>Despacho n.º 8521/2019</u> , de 26 de setembro	Valor dos pagamentos por conta a aplicar aos produtores de energia elétrica abrangidos pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial em 2019
<u>Despacho n.º 8900/2019</u> , de 7 de outubro	Determina o desconto a aplicar nas tarifas de acesso às redes de eletricidade, aplicável a partir de 1 de janeiro de 2020
<u>Decreto-Lei n.º 162/2019</u> , de 25 de outubro	Aprova o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável, transpondo parcialmente a Diretiva 2018/2001.
<u>Decreto Regulamentar Regional n.º 8/2019/M</u> , de 31 de outubro	Aprova o Regulamento da Rede de Transporte e de Distribuição de Energia Elétrica da Região Autónoma da Madeira.
<u>Regulamento n.º 854/2019</u> , de 4 de novembro	Aprova o Regulamento da Mobilidade Elétrica.
<u>Despacho n.º 11585-A/2019</u> , de 6 de dezembro	Estabelece os parâmetros relativos ao cálculo da remuneração do alisamento quinquenal do sobrecusto com a produção em regime especial de 2020.

ANEXO II
SIGLAS

SIGLAS	DEFINIÇÕES
AdC	Autoridade da Concorrência
AEE	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica
AGC	Acordo de Gestão de Consumo
AGS	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema
AT	Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV)
BCE	Banco Central Europeu
BdP	Banco de Portugal
BT	Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV)
BTE	Baixa Tensão Especial (baixa tensão com potência contratada superior a 41,4 kW)
BTN	Baixa Tensão Normal (baixa tensão com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kW)
C	Tarifas de comercialização
CAE	Contrato de Aquisição de Energia
CE	Comissão Europeia
CEE	Atividade Comercialização de Energia Elétrica
CIEG	Custos de Interesse Económico Geral
CIF	Cost, Insurance and Freight
CIRC	Código do Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas
CMEC	Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual
CPPE	Companhia Portuguesa de Produção de Eletricidade
CR	Tarifas de Comercialização de Redes
DEE	Distribuição de Energia Elétrica
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
DRCIE	Direção Regional do Comércio, Indústria e Energia
ECOM	Efficiency measurement of Construction, Operation and Maintenance
EDA	EDA - Electricidade dos Açores, S.A.

SIGLAS	DEFINIÇÕES
EDIA	Empresa de Desenvolvimento de Infraestruturas do Alqueva, S.A.
EDP Distribuição	EDP Distribuição - Energia, S.A.
EEM	EEM - Empresa de Electricidade da Madeira, S.A.
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUR	Euro
FBCF	Formação bruta de capital fixo
FED	Reserva Federal Americana
FER	Fontes de Energia Renováveis
FMI	Fundo Monetário Internacional
FSE	Fornecimentos e Serviços Externos
FSSSE	Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Elétrico
GGs	Gestão Global do Sistema
IHPC	Índice Harmonizado de Preços ao Consumidor
INE	Instituto Nacional de Estatística
IP	Índice de Preços Implícito no Consumo Privado
IPC	Índice de Preços no Consumidor
ISP	Imposto sobre Produtos Petrolíferos
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
MAT	Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV)
MF	Ministério das Finanças
MFAP	Ministério das Finanças e da Administração Pública
ML	Mercado Liberalizado
MT	Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV)
NT	Níveis de Tensão de MAT, AT e MT
OCDE	Organisation de Coopération et de Développement Économiques

SIGLAS	DEFINIÇÕES
OMI Clear	Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, SA
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), SA
ONI	ONI SGPS, S.A.
PAR	Plano de Apoio à Reestruturação
PEC	Programa de Estabilidade e Crescimento
PIB	Produto Interno Bruto
POC	Plano Oficial de Contabilidade
PNAC	Plano Nacional para as Alterações Climáticas
PNALE	Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão
PPC	Paridade de Poder de Compra
PPDA	Plano de Promoção do Desempenho Ambiental
PPEC	Plano de Promoção de Eficiência no Consumo
PQA	Power Quality Analyser
PRE	Produção em Regime Especial
PSTN	Public Switched Telephone Network
PT	PT Comunicações, S.A.
QAC	Quantidade anual contratual
QE	Quantitative Easing
RAA	Região Autónoma dos Açores
RAM	Região Autónoma da Madeira
RARI	Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações
RA's/RAS	Regiões Autónomas
RD	Rede de Distribuição
REN	REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.
RND	Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em alta e média tensão

SIGLAS	DEFINIÇÕES
RNT	Rede Nacional de Transporte de Energia Elétrica
RQS	Regulamento da Qualidade de Serviço
RRC	Regulamento de Relações Comerciais
RSU	Resíduos Sólidos Urbanos
RT	Regulamento Tarifário
SCAE	Sobrecusto CAE
SEN	Sistema Nacional Elétrico
SEP	Sistema Elétrico de Serviço Público
SGL	Sistema de Gestão de Leituras
TE	Tarifa de Energia
TEE	Transporte de Energia Elétrica
TEP	Tarifa de Energia e Potência
TET	Trabalhos em tensão
TPE	Trabalhos para a Própria Empresa
TUGS	Tarifas Uso Global do Sistema
TURT	Tarifas de Uso da Rede de Transporte
TVCF	Tarifas de Venda a Clientes Finais
UD	Unidade Técnica de Distribuição
UE	União Europeia
UGS	Uso Global do Sistema
URD	Uso da Rede de Distribuição
URT	Uso da Rede de Transporte
UVE	Utilizadores de veículos elétricos

ANEXO III
DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

- Proveitos permitidos e ajustamentos para 2020 das empresas reguladas do setor elétrico
- Estrutura tarifária do setor elétrico em 2020
- Caracterização da procura de energia elétrica em 2020