

Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2020

dossier de imprensa

Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2020

A ERSE, no exercício dos poderes de regulação que lhe foram conferidos por lei, estabelece e aprova os valores das tarifas e dos preços regulados de energia elétrica em todo o território português.

1. PROCEDIMENTO DE APROVAÇÃO DE TARIFAS E PREÇOS

De acordo com os procedimentos do Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração da ERSE submeteu à apreciação do Conselho Tarifário, para emissão de parecer, e demais entidades previstas, a proposta de tarifas e preços para a energia elétrica.

O Conselho Tarifário, órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços, composto por representantes de consumidores, empresas reguladas e autarquias, emitiu parecer, obrigatório e não vinculativo, a 15 de novembro.

Após análise das questões levantadas pelo parecer do Conselho Tarifário, a ERSE aprova as tarifas e preços para a energia elétrica que vigorarão a partir do dia 1 de janeiro de 2020.

Os documentos que justificam a decisão final da ERSE, assim como o Parecer do Conselho Tarifário e a resposta da ERSE ao mesmo, são tornados públicos, designadamente na sua página da *internet*.

2. ENQUADRAMENTO ÀS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

O mercado liberalizado de eletricidade atingiu em outubro de 2019 mais de 5,2 milhões de clientes (5.225.273) e representa já mais de 94% do consumo total em Portugal. As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais (TTVCF) têm cada vez menor expressão no setor elétrico, registando-se, em final de outubro, cerca 1,04 milhões de clientes abastecidos pelo comercializador de último recurso (CUR).

Durante 2019, o número de clientes fornecidos por um comercializador em mercado continuou a aumentar, sendo essa realidade transversal a todos os segmentos, incluindo o de clientes em baixa tensão normal (BTN), usualmente descritos como o segmento residencial e de microempresas, em que cerca de 87% do consumo deste segmento já está em mercado.

A continuação do processo de migração para o mercado (cerca de 1% da base de clientes em 2019 trocou a TTVCF por um comercializador em mercado), associado ao dinamismo de mudança no próprio mercado liberalizado (cerca de 6% da base total de clientes mudou de fornecedor de mercado em 2019), corroborados pelo crescimento do número de comercializadores a atuar no mercado elétrico, é um bom indicador da competitividade dos preços praticados em mercado face às TTVCF. Com o objetivo de auxiliar os consumidores na transição para o mercado liberalizado, a ERSE disponibiliza na sua página da internet um [simulador de comparação de preços de energia](#).

As tarifas fixadas pela ERSE integram as tarifas TTVCF, as tarifas sociais de Venda a Clientes Finais, as tarifas de Acesso às Redes de transporte e de distribuição e as tarifas das atividades reguladas do setor elétrico.

As tarifas transitórias de venda a clientes finais aplicam-se aos consumidores fornecidos pelos comercializadores de último recurso (CUR) que ainda não escolheram um comercializador em regime de mercado. As tarifas sociais de Venda a Clientes Finais aplicam-se aos consumidores vulneráveis em BTN, nos termos estabelecidos em legislação.

A elaboração de tarifas de energia elétrica está submetida a um conjunto de critérios que, ponderando o equilíbrio de interesses entre os consumidores e os operadores, se traduzem em:

- Minimizar os custos para os consumidores, assegurando a sustentabilidade do mercado e promovendo a adequação dos preços aos custos nas atividades reguladas;
- Incentivar a afetação eficiente dos recursos utilizados nas diferentes atividades reguladas;
- Refletir os custos de interesse económico geral e de política energética nos termos da legislação em vigor.

3. VARIAÇÕES TARIFÁRIAS

As variações tarifárias são o resultado da conjugação de vários fatores, muitas vezes com impactos em sentidos opostos.

3.1. Tarifas de Acesso às Redes

As tarifas de Acesso às Redes são pagas por todos os consumidores pela utilização das infraestruturas de redes e estão incluídas, quer nas TTVCF dos comercializadores de último

recurso, quer nas tarifas dos comercializadores de mercado. As tarifas de Acesso às Redes observam um acréscimo tarifário idêntico em todos os níveis de tensão, no valor de **1,3%**.

	Variação 2020/2019
Tarifas de Acesso às Redes	1,3%

A variação das tarifas de Acesso às Redes depende, por um lado, das variações das tarifas de Uso das Redes de transporte e de distribuição (sujeitas à regulação da ERSE) e, por outro lado, da variação da tarifa de Uso Global do Sistema fundamentalmente condicionada pelos custos de política energética e interesse económico geral (CIEG).

	Variação 2020/2019
Tarifa de Uso Global do Sistema	5,9%
Tarifas de Uso das Redes	-5,1%

De realçar a ação regulatória da ERSE e a eficaz resposta dos operadores de redes no que respeita aos ganhos de eficiência alcançados e partilhados com os consumidores, que conduzem a uma redução das tarifas de Uso das Redes de **-5,1%**.

Verifica-se um acréscimo de **5,9%** na tarifa do Uso Global do Sistema, resultado do aumento dos custos de interesse económico geral, acentuado pelo acréscimo do diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, e pelo facto das medidas mitigadoras e de sustentabilidade para redução dos CIEG serem substancialmente inferiores ao verificado no ano passado.

3.2. Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais

A variação entre 2019 e 2020 das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Baixa Tensão Normal (BTN), pagas pelos clientes do CUR e da tarifa equiparada é de **-0,4%**.

Tarifas de Venda a Clientes Finais	Variação 2020/2019
Baixa Tensão Normal	-0,4%

3.3. Tarifas de Venda a Clientes Finais nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira

A variação entre 2019 e 2020 das tarifas de Venda a Clientes Finais pagas pelos clientes das

Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira é de **-1,0%**, traduzindo a variação média observada em MT e BT.

Tarifas de Venda a Clientes Finais	Variação 2020/2019
Região Autónoma dos Açores	-1,0%
Região Autónoma da Madeira	-1,0%

3.4. Tarifa social

Os consumidores com tarifa social beneficiarão de um **desconto de 33,8%** sobre as TTVCF, de acordo com o estabelecido por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.

4. IMPACTES DAS VARIAÇÕES TARIFÁRIAS NA FATURA MÉDIA DOS CLIENTES

Nos quadros seguintes apresenta-se um conjunto de variáveis caracterizadoras do segmento do consumo doméstico com o objetivo de situar o impacte associado às tarifas para 2020.

A sua leitura permite concluir que a expressão nos orçamentos familiares da redução subjacente às tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para 2020 é de 18 cêntimos, numa fatura média mensal de 43,9 euros.

Variáveis caracterizadoras do segmento BTN ≤ 20,7 kVA

	BTN ≤ 20,7 kVA
Consumo médio anual/cliente [kWh]	2 225
Fatura média mensal [€/mês]	43,9
Variação Tarifária 2020/2019 na fatura mensal [€/mês]	-0,18

Nota: Os valores apresentados incluem IVA.

Para os consumidores com tarifas sociais de Venda a Clientes Finais, prevê-se uma redução na fatura média mensal de eletricidade de 11 cêntimos, para uma fatura média mensal de 27,0 euros, valor que já integra a aplicação de um desconto social mensal de 13,79 euros.

Variáveis caracterizadoras dos consumidores abrangidos pelas “Tarifas Sociais”

	BTN Tarifa social
Consumo médio anual/cliente [kWh]	2 082
Fatura média mensal [€/mês]	27,0
Desconto social incorporado na fatura mensal [€/mês]	-13,79

Nota: Os valores apresentados incluem IVA.

5. PROVEITOS REGULADOS

O quadro seguinte apresenta os proveitos permitidos por empresa regulada implícitos nas tarifas para 2020, que incluem as transações entre empresas ao longo da cadeia de valor do setor elétrico.

Proveitos por empresa regulada

(10³Euros)

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos sem ajustamentos	Ajustamentos	Proveitos
	(a)	(b)	(c) = (a+b)
REN Trading	194 556	94 857	289 413
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (CVEEAC)	194 556	94 857	289 413
REN	611 302	-23 198	588 105
Gestão Global do Sistema (GGS)	314 765	-510	314 255
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	296 538	-22 688	273 850
ADENE	1 215	-18	1 198
Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC)	1 215	-18	1 198
EDP Distribuição	3 225 634	-43 674	3 181 961
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	1 028 866	-39 544	989 322
Proveitos do ORD por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte	273 850	3 607	277 457
Proveitos do ORD por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema	1 921 721	-7 818	1 913 903
Proveitos do ORD por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	1 198	82	1 279
EDP Serviço Universal (CUR)	1 569 192	74 403	1 643 595
Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE)	1 295 014	73 401	1 368 414
CVEE da Produção em Regime Especial	1 117 636	142 529	1 260 164
CVEE para Fornecimento de Clientes	177 378	-69 128	108 250
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	254 506		254 506
Comercialização (C)	17 541	1 002	18 543
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória	2 132		2 132
EDA	181 534	3 453	184 987
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	134 304	5 294	139 598
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	39 976	-1 704	38 272
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 254	-137	7 117
EEM	184 577	7 132	191 709
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	132 375	9 023	141 398
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	47 084	-1 837	45 247
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 119	-54	5 065

Nota: Os ajustamentos com sinal positivo são valores a recuperar pelas empresas e os ajustamentos com sinal negativo são valores a devolver ao sistema.

6. PRINCIPAIS FATORES QUE DETERMINAM A VARIAÇÃO TARIFÁRIA EM 2020

De uma forma simplificada, a variação apresentada para as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais reflete as variações conjugadas dos proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de acesso às redes e da tarifa de energia.

6.1 Proveitos recuperados pela tarifa de energia

A diminuição da tarifa de energia elétrica, em cerca de 4%, reflete a diminuição dos preços da energia elétrica nos mercados de futuros nas entregas para 2020, tais como os preços que resultaram dos leilões de aprovisionamento do CUR (realizados em setembro e dezembro de 2019, no quadro do mecanismo de aprovisionamento eficiente do CUR definido no regulamento Tarifário da ERSE e da regulamentação complementar). Esta evolução reflete, por sua vez, a tendência perspetivada nos mercados de futuros para os preços dos combustíveis fósseis (petróleo e carvão).

6.2 Proveitos recuperados pelas tarifas acesso

O ligeiro aumento dos proveitos a recuperar pelas tarifas de acesso explica-se, por um lado, pelo acréscimo dos proveitos a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema, e por outro, pela diminuição dos proveitos a recuperar pelas tarifas de Uso da Rede de transporte e de Uso da Rede de distribuição.

Como as tarifas de acesso recuperam, tendencialmente, custos fixos, a ligeira diminuição da procura de energia elétrica que se verifica em 2019 contribui negativamente para a recuperação, por unidade de energia fornecida, desses custos.

- **Proveitos com as atividades de uso de redes de transporte e de distribuição**

As metas de eficiência impostas pela ERSE para o atual período de regulação, conjuntamente com a diminuição da remuneração dos ativos das atividades reguladas (que, por sua vez, reflete em grande parte a diminuição das taxas de remuneração parcialmente indexadas às *yields* das OT) sustentam a diminuição das tarifas de Uso de Redes.

Registe-se que as tarifas de Uso de Redes incorporam as rendas de concessão aos municípios, cuja evolução, indexada à evolução do consumo, não é controlável pela ERSE.

- **Proveitos a recuperar pela tarifa de uso global do sistema**

A grande maioria dos proveitos recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema dizem respeito a custos de política energética e de interesse económico geral (CIEG).

O acréscimo da tarifa de Uso Global do Sistema, em cerca de 6%, deve-se essencialmente ao

acréscimo do diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, o qual foi agravado pelo facto das medidas mitigadoras para redução dos CIEG serem nas atuais tarifas substancialmente inferiores ao valor considerado o ano passado (-250 milhões de euros¹).

Apesar de terem diminuído em valor, estas medidas continuam a ser fundamentais para assegurar a sustentabilidade do setor elétrico. Neste sentido, elencam-se as principais medidas mitigadoras com impacte nos CIEG, previstas nestas tarifas:

- ✓ Compensação anual dos produtores eólicos, nos termos do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro,
- ✓ Reversão para o SEN de receitas decorrentes dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa, com o enquadramento legal estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro, pelo Decreto-Lei n.º 38/2013, de 15 de março e pela Portaria n.º 3-A/2014, de 7 de janeiro e mais recentemente pelo Decreto-Lei n.º 10/2019, de 18 de janeiro,
- ✓ Mecanismo regulatório de equilíbrio concorrencial, destinado a corrigir as distorções resultantes de eventos externos ao mercado grossista da eletricidade, previsto no Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na redação que lhe foi dada pelo Decreto Lei n.º 104/2019, de 9 de agosto,
- ✓ 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,
- ✓ Transferência decorrente do Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético (FSSSE) e receitas adicionais no âmbito do CELE com dedução na PRE enquadrada pelo DL 90/2006, de 24 de maio,
- ✓ Despacho determinando a reversão para as tarifas do excedente dos custos de organização e operacionalização do procedimento concorrencial para atribuição de reserva de capacidade de injeção, para energia solar fotovoltaica.

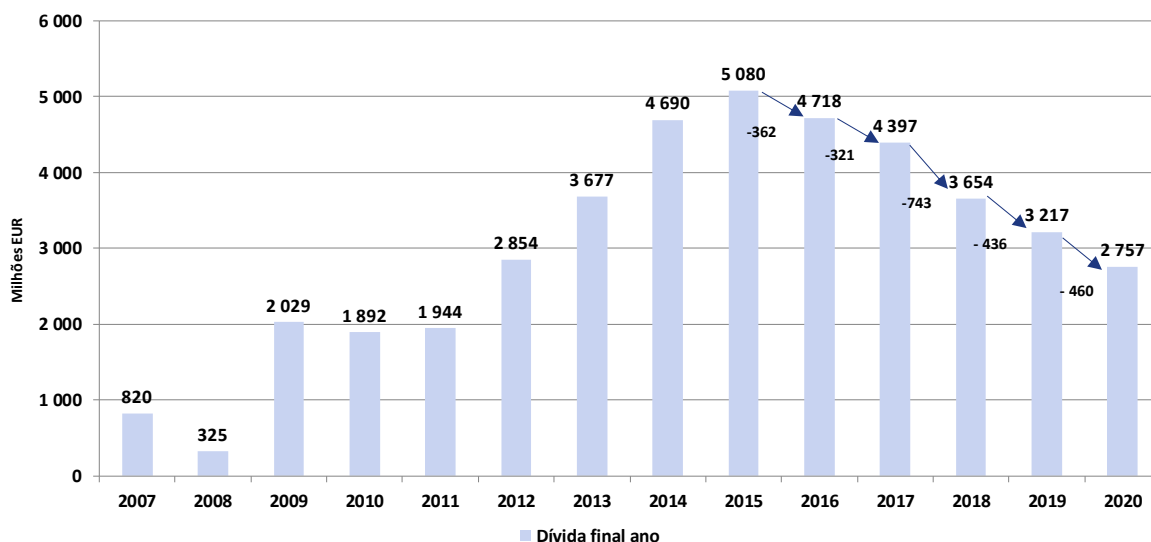
- **Serviço da dívida**

O serviço da dívida tarifária continua a representar uma das maiores parcelas dos montantes a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema, pelo que importa monitorizar a sua evolução.

¹ Valor corrigido para -250 ME face ao valor incorreto de -272 ME constante da versão inicial.

As tarifas agora fixadas consolidam o movimento iniciado nas tarifas de 2016 de diminuição da dívida tarifária, sendo esta diminuição, nas tarifas de 2020, de cerca de 460 milhões de euros, cerca de 14% do valor da dívida tarifária de 2019, situando-se agora abaixo do valor de 2012.

Evolução da dívida tarifária



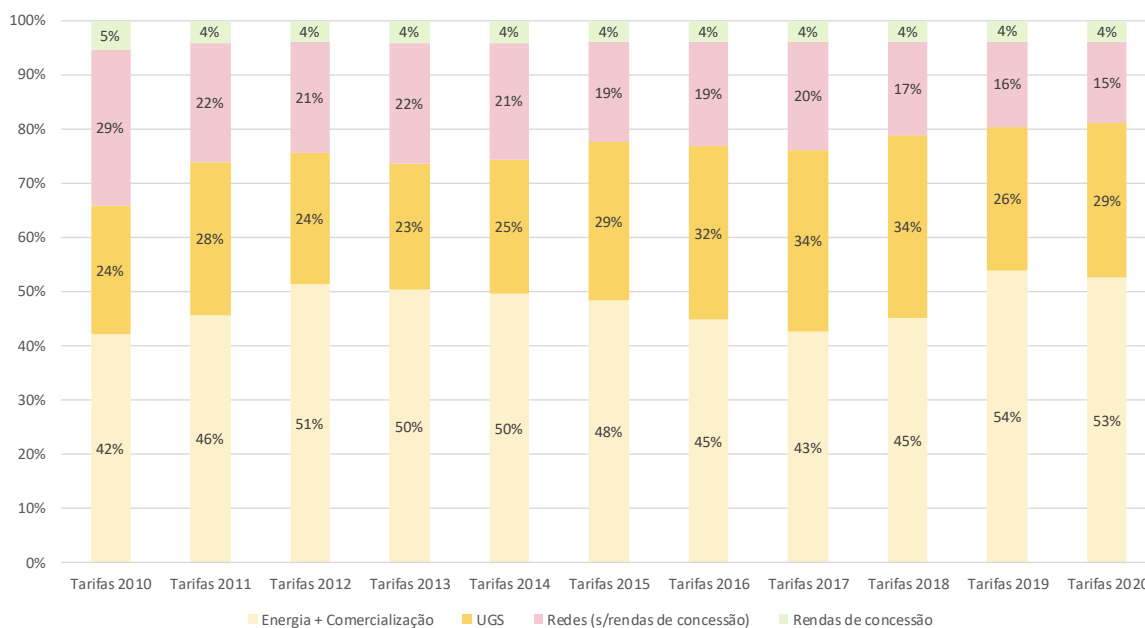
Esta amortização da dívida contribui significativamente para a pressão tarifária, mas a ERSE entende que se justifica pela necessidade de reforçar o percurso já iniciado para o equilíbrio do sistema, garantindo assim a sustentabilidade do mesmo. Realce para o facto de entre 2015 e 2020 a dívida tarifária ter sido reduzida em 2 324 milhões de euros, cerca de 46%.

6.3 Evolução da estrutura de custos

Pelo referido nos pontos anteriores, resumidamente a atual fixação tarifária para 2020, subentende:

- ligeira diminuição do peso da componente dos custos com energia, ao nível de 2019. Esta evolução não impede que esta componente tenha atingido nos últimos dois anos um nível muito acima do verificado nos anos anteriores,
- manutenção da tendência de diminuição do peso dos proveitos regulados pela ERSE das atividades de uso das redes de distribuição e de transporte,
- ligeiro aumento do peso dos custos com UGS, que dizem principalmente respeito a CIEG.

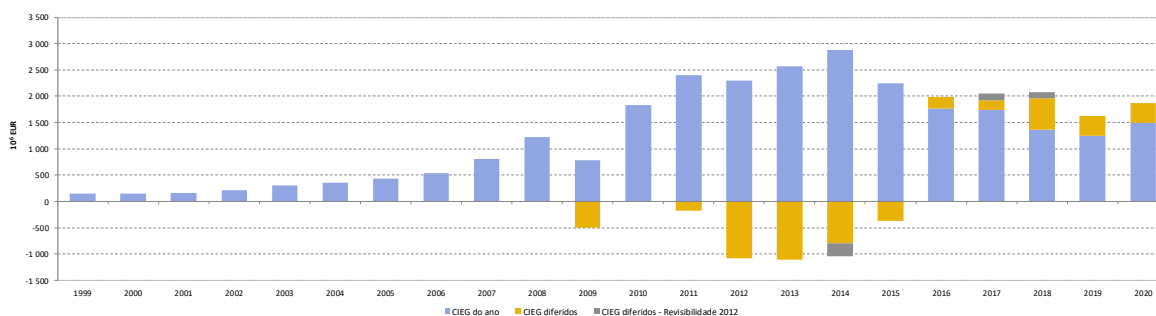
A figura seguinte resume o referido:



7. CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL

Apresenta-se abaixo a evolução dos custos de interesse económico geral (CIEG) do ano, podendo-se observar um ligeiro acréscimo destes custos em 2020, pelas razões atrás referidas.

Custos de Interesse Económico Geral



8. SERVIÇO DA DÍVIDA

O quadro que se segue apresenta as amortizações e os juros da dívida gerada em anos anteriores (2007 a 2020), de entre os quais se destacam: (i) a parcela relativa a medidas de estabilidade tarifária, estabelecidas no Decreto-Lei n.º 165/2008 e (ii) a parcela dos sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, ao abrigo do 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.

O valor do serviço da dívida incluído nas tarifas para 2020 apresenta um decréscimo de 14,3% relativamente ao ano anterior. O saldo em dívida no final de 2020 será inferior ao saldo em dívida de 2019 em cerca de 460 milhões de euros.

Amortizações 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 1 163,9 milhões de euros

Lisboa, 16 dezembro de 2019