

Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2019

dossier de imprensa

Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2019

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. Este órgão emitiu, ainda, de iniciativa, um segundo Parecer, a 11 de dezembro, sobre uma nota reservada com atualização de alguns dos pressupostos da proposta.

Após análise das questões levantadas pelo parecer do Conselho Tarifário, a ERSE aprova as tarifas e preços para a energia elétrica a vigorar a partir do dia 1 de janeiro de 2019.

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

2. ENQUADRAMENTO ÀS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

As tarifas e preços a vigorar em 2019 enquadram-se no quadro regulatório definido para o triénio 2018-2020, tendo em conta o Regulamento Tarifário em vigor e aprovado após consulta pública, bem como os parâmetros cuja definição se encontra justificada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”.

As tarifas fixadas pela ERSE integram as tarifas transitórias de venda a clientes finais (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 aplicam-se aos consumidores que ainda não escolheram um comercializador em regime de mercado em Alta Tensão (AT), Média Tensão (MT), Baixa

Tensão Especial (BTE) e BTN e que, por isso, continuam a ser fornecidos pelos comercializadores de último recurso (CUR). As tarifas sociais de venda a clientes finais aplicam-se aos consumidores vulneráveis em BTN nos termos da lei.

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. O preço regulado assegura que a prestação do serviço é nivelada e transparente de acordo com regras de requisição e custeio claras, promovendo-se, no quadro da definição, a aderência do preço para os serviços regulados aos custos incorridos pelo prestador do serviço, em linha com as recomendações do Conselho Tarifário. A ERSE fixa, também, o valor da compensação a pagar por cada incumprimento de indicador individual de natureza comercial, mantendo para 2019 o valor de 20 euros.

2.1. Mercado regulado e 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.

Mas todos os consumidores de Portugal continental podem escolher o seu fornecedor de energia elétrica no mercado liberalizado, onde os preços são negociados entre os consumidores e os comercializadores de energia elétrica, sendo que estes, os comercializadores livres, têm que internalizar nos preços praticados as tarifas reguladas de Acesso às Redes.

O mercado liberalizado de eletricidade atingiu em outubro 5,08 milhões de clientes e representa já 94% do consumo total em Portugal, tendo as tarifas transitórias de venda a clientes finais (TTVCF) cada vez menor expressão no setor elétrico.

Durante 2018, 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 doméstico e de microempresas, em que cerca de 85% do consumo deste segmento já está em mercado.

O dinamismo observado na transição para o mercado em todos os níveis de tensão e o número de comercializadores a atuar no mercado elétrico, são indicadores da competitividade dos preços praticados em mercado face às TTVCF, definidas nas condições estabelecidas na legislação em vigor. Para auxiliar os consumidores na escolha da melhor opção para o seu

consumo, a ERSE disponibiliza um [simulador de comparação de preços de energia elétrica](#) na sua página da internet.

3. VARIÇÕES TARIFÁRIAS

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

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

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

3.1. Tarifas transitórias de venda a clientes finais (TTVCF)

A variação entre 2018 e 2019 das TTVCF em Baixa Tensão Normal (BTN) pagas pelos clientes que ainda permaneçam no CUR (ou na tarifa equiparada) é de **- 3,5%**.

Tarifas de Venda a Clientes Finais	Varição 2019/2018
Baixa Tensão Normal	-3,5%

3.2. 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.

3.3. 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. Todas as tarifas de acesso às redes observam uma redução tarifária, que é de **-16,7% na BTN** e de **-10,6% nos restantes níveis de tensão**.

	Varição 2019/2018
Tarifas de Acesso às Redes em MAT, AT, MT e BTE	-10,6%
Tarifas de Acesso às Redes em BTN	-16,7%

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).

	Varição 2019/2018
Tarifa de Uso Global do Sistema	-20,2%
Tarifas de Uso das Redes	-4,6%

Sublinha-se a redução dos custos de interesse económico geral e de política energética que contribuíram, de forma significativa, para reduzir a tarifa do uso global do sistema que, para o ano de 2019, é de **-20,2%**.

De realçar, também, 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 **-4,6%**.

3.4. Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira

Nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira a variação das tarifas de venda a clientes finais (TVCF) entre 2018 e 2019 é de **-0,6% na BTN**.

Tarifas de Venda a Clientes Finais BTN	Varição 2019/2018
Região Autónoma dos Açores	-0,6%
Região Autónoma da Madeira	-0,6%

A variação apresentada reflete a existência de TVCF nos Açores e na Madeira inferiores às que seriam necessárias para recuperar os custos das atividades reguladas dos respetivos setores elétricos das regiões autónomas.

Nas regiões autónomas são reguladas as TVCF de todos os fornecimentos em MT, BTE e BTN. Nas tarifas aprovadas nas regiões autónomas garante-se convergência tarifária em termos médios com as TVCF do continente para o mesmo tipo de fornecimentos. A necessidade de acautelar impactes tarifários em todos os fornecimentos das regiões autónomas justifica a

menor descida das TVCF em BTN nas regiões autónomas face às de Portugal continental.

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 2019.

Variáveis caracterizadoras do segmento BTN ≤ 20,7 kVA

	BTN ≤ 20,7 kVA
Consumo médio anual/cliente [kWh]	2 183
Fatura média mensal [€/mês]	45,1
Variação Tarifária 2019/2018 na fatura mensal [€/mês]	-1,58

Nota: Os valores apresentados incluem IVA de 23%.

A expressão nos orçamentos familiares da redução subjacente às TTVCF para 2019 é de 1,58 euros, numa fatura média mensal de 45,1 euros.

Variáveis caracterizadoras dos consumidores abrangidos pelas “Tarifas Sociais”

	BTN Tarifa social
Consumo médio anual/cliente [kWh]	2 049
Fatura média mensal [€/mês]	26,8
Desconto social incorporado na fatura mensal [€/mês]	-13,67

Nota: os valores apresentados incluem IVA à taxa de 23%.

Para os consumidores com tarifas sociais de venda a clientes finais, a fatura média mensal de eletricidade é de 26,8 euros, valor que já integra a aplicação de um desconto social mensal de 13,67 euros.

5. PROVEITOS REGULADOS

O quadro seguinte apresenta os proveitos permitidos por empresa regulada implícitos nas tarifas para 2019, que incluem as transações entre empresas ao longo da cadeia de valor do setor elétrico.

Proveitos permitidos por empresa regulada

(10³Euros)

	Proveitos sem ajustamentos	Ajustamentos	Proveitos
	(a)	(b)	(c) = (a+b)
REN Trading	196 838	87 265	284 102
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (CVEEAC)	196 838	87 265	284 102
REN	605 276	-2 362	602 914
Gestão Global do Sistema (GGS)	301 688	18 037	319 726
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	303 587	-20 399	283 188
ADENE	1 197	0	1 197
Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC)	1 197	0	1 197
EDP Distribuição	3 118 744	33 809	3 152 553
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	1 059 906	-10 567	1 049 338
Proveitos do ORD por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte	283 188	4 867	288 055
Proveitos do ORD por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema	1 774 453	39 509	1 813 962
Proveitos do ORD por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	1 197	0	1 197
EDP Serviço Universal (CUR)	1 390 276	145 056	1 535 332
Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE)	1 100 727	145 793	1 246 520
CVEE da Produção em Regime Especial	901 134	114 809	1 015 944
CVEE para Fornecimento de Clientes	199 593	30 984	230 576
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	273 445		273 445
Comercialização (C)	14 148	-737	13 412
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória	1 956		1 956
EDA	178 324	3 567	181 891
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	131 448	5 393	136 841
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	39 716	-1 806	37 909
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 160	-19	7 141
EEM	185 188	9 108	194 296
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	133 604	9 710	143 315
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	46 402	-728	45 675
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 181	125	5 307

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

De forma simplificada, a variação das TTVCF reflete as variações conjugadas dos proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de acesso às redes e da tarifa de energia.

As tendências de evolução destas duas componentes das tarifas transitórias são bastante díspares. Todavia, a diminuição das tarifas de acesso, designadamente ao nível da BTN, superam o efeito do incremento da tarifa de energia, fruto de medidas mitigadoras dos CIEG.

5.1 Proveitos recuperados pela tarifa de energia

O crescimento da tarifa de energia elétrica, em cerca de 20%, reflete o forte crescimento do preço da energia elétrica nos mercados de futuros nas entregas para 2019 que, por sua vez,

refletirá, até certo ponto, a evolução nos mercados de futuros dos preços dos combustíveis fósseis (petróleo e carvão) e dos preços das licenças de emissão de CO₂.

A tendência nos mercados grossistas levou a ERSE a abrir uma investigação, ainda em curso. Para além disso, a ERSE efetuou ainda uma [revisão regulamentar](#) para agilizar a resposta à volatilidade dos mercados grossistas e tornar o aprovisionamento do CUR mais estável e eficiente em benefício dos interesses dos consumidores.

5.2 Proveitos recuperados pelas tarifas acesso

A diminuição significativa dos proveitos a recuperar pelas tarifas de acesso pode ser explicada, por um lado, pela variação dos proveitos com as atividades de uso das redes de transporte e de distribuição, e por outro, pela diminuição dos proveitos a recuperar pela tarifa de uso global do sistema.

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

A consolidação das metodologias de regulação impostas pela ERSE no atual período de regulação, conjuntamente com 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).

A forte diminuição da tarifa de uso global do sistema deve-se em grande medida a um conjunto de medidas mitigadoras dos CIEG, que foram tidas em conta nesta proposta tarifária, com natural prudência de forma a evitar indesejável instabilidade tarifária.

6. PRINCIPAIS FATORES QUE DETERMINAM A VARIAÇÃO TARIFÁRIA EM 2019

A variação tarifária para 2019 resulta da conjugação de vários fatores com impactos em sentidos opostos.

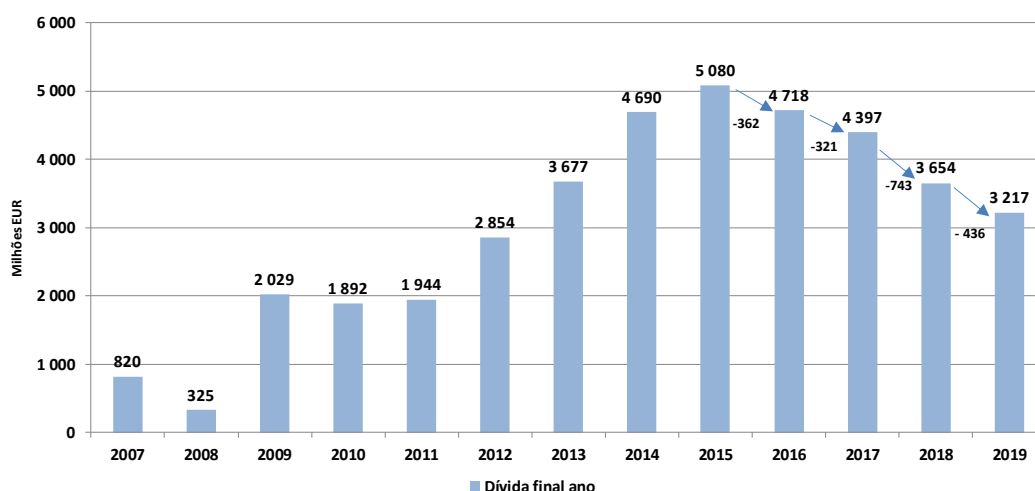
6.1 Principais fatores que contribuem para o incremento do nível tarifário:

- (i) 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, importando estar sempre atento e monitorizar a sua evolução.

As tarifas agora fixadas consolidam o movimento de diminuição da dívida tarifária, iniciado nas tarifas de 2016, sendo que a diminuição, nas tarifas de 2019, é cerca de 436 milhões de euros, a segunda maior diminuição historicamente verificada. Realce para o facto de entre 2015 e 2019 a dívida tarifária ter sido reduzida em 1 863 milhões de euros.

Evolução da dívida tarifária



Embora esta amortização da dívida contribua significativamente para a pressão tarifária, a ERSE entende que se justifica a necessidade de reforçar o trajeto já iniciado para o equilíbrio do sistema, garantindo, assim, a sua sustentabilidade.

O quadro que se segue apresenta as amortizações e os juros da dívida gerada em anos anteriores (2009 a 2018), 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 2019 apresenta um decréscimo de 17,4% relativamente ao ano anterior, pelo que o saldo em dívida no final de 2019 é inferior ao saldo em dívida de 2018 em cerca de 436 milhões de euros.

Amortização e juros da dívida tarifária

Unidade: EUR

	Saldo em dívida em 2018	Juros 2019	Amortização e regularização 2019 ^[2]	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2019	Saldo em dívida em 2019
		(1)	(2)	(3) = (1)+(2)	
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	381 745 855	11 503 911	381 745 855	393 249 767	0
EDP Serviço Universal	9 502 276	286 351	9 502 276	9 788 627	0
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	25 838 613	778 647	25 838 613	26 617 260	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	29 013 094	874 310	29 013 094	29 887 404	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	18 141 983	546 709	18 141 983	18 688 692	0
Caixa Bank					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	190 454 742	5 739 354	190 454 742	196 194 096	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	72 567 957	2 186 835	72 567 957	74 754 792	0
Banco Popular					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	20 587 007	620 389	20 587 007	21 207 396	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	15 640 183	471 317	15 640 183	16 111 500	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	629 294 614	14 095 570	311 162 443	325 258 013	318 132 171
EDP Serviço Universal	15 059 200	337 311	7 446 206	7 783 517	7 612 994
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	50 156 933	1 123 465	24 800 711	25 924 176	25 356 222
CGD					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	74 378 922	1 666 013	36 777 571	38 443 584	37 601 351
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	99 342 255	2 225 167	49 120 997	51 346 164	50 221 258
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	301 181 661	6 746 168	148 922 968	155 669 136	152 258 694
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	50 695 685	1 135 533	25 067 103	26 202 636	25 628 581
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	38 479 958	861 913	19 026 887	19 888 800	19 453 071
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	999 279 399	18 770 464	326 913 932	345 684 396	672 365 466
EDP Serviço Universal	1	0	0	0	1
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	72 468 469	1 361 248	23 708 036	25 069 284	48 760 433
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	52 857 820	992 881	17 292 419	18 285 300	35 565 401
Banco Popular					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	35 558 758	667 936	11 633 036	12 300 972	23 925 722
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	54 351 343	1 020 936	17 781 024	18 801 960	36 570 319
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	115 887 555	2 176 832	37 912 576	40 089 408	77 974 979
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	18 296 952	343 690	5 985 842	6 329 532	12 311 110
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	72 468 504	1 361 248	23 708 048	25 069 296	48 760 456
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	73 513 606	1 380 880	24 049 952	25 430 832	49 463 654
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	26 428 893	496 440	8 646 204	9 142 644	17 782 689
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	437 804 140	8 223 713	143 227 483	151 451 196	294 576 657
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	39 643 356	744 661	12 969 311	13 713 972	26 674 045
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	881 196 333	13 146 568	215 429 956	228 576 524	665 766 378
EDP Serviço Universal	9 698 903	144 698	2 371 134	2 515 832	7 327 770
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	641 068 818	9 564 106	156 724 922	166 289 028	484 343 895
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	66 568 290	993 132	16 274 244	17 267 376	50 294 047
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	88 757 705	1 324 176	21 698 988	23 023 164	67 058 717
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	30 723 787	458 368	7 511 180	7 969 548	23 212 607
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	44 378 829	662 088	10 849 488	11 511 576	33 529 341
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019 ^[1]					920 802 886
Tagus, SA	762 234 093	12 416 793	121 962 869	134 379 662	640 271 224
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	564 296 636	9 192 392	90 291 470	99 483 862	474 005 166
Sobrecusto da PRE 2009	197 937 457	3 224 401	31 671 399	34 895 800	166 266 058
Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008	0	-320 424	0	-320 424	0
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009	0	-320 424	0	-320 424	0
Total	3 653 750 293	69 612 883	1 357 215 055	1 426 827 938	3 217 338 124

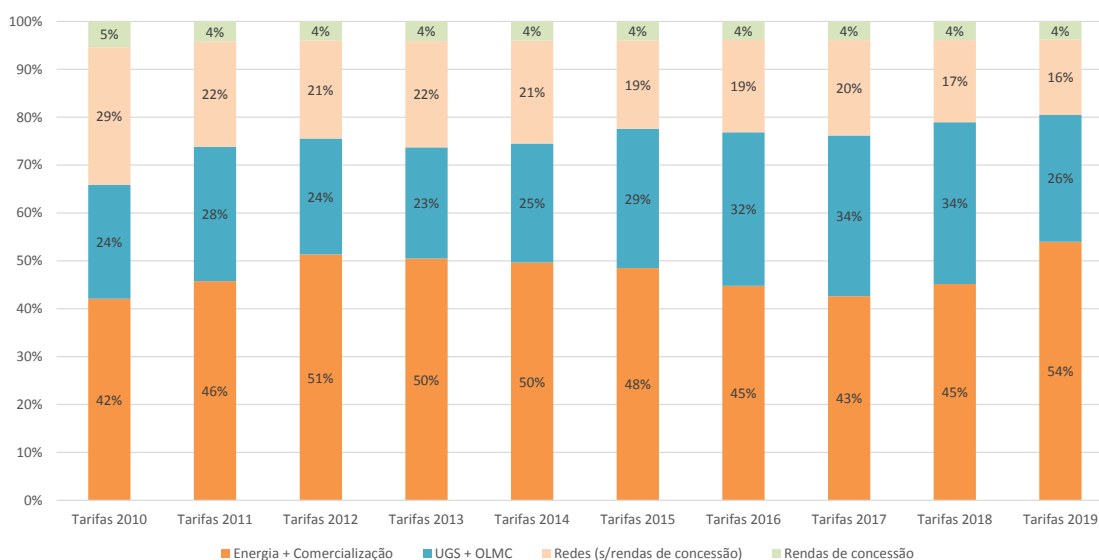
Nota: ^[1] O valor total do sobrecusto PRE previsto para 2019 é de 1 157,4 milhões de euros.

(ii) **Incremento da componente dos custos com energia**

Tal como referido anteriormente, a evolução da tarifa de energia reflete o forte aumento do preço de energia no mercado grossista de energia elétrica, principalmente desde o terceiro trimestre de 2017.

6.2 Principais fatores que contribuem para a redução do nível tarifário:

Resumidamente, as tarifas fixadas para 2019 subentendem, por um lado, uma diminuição do peso dos proveitos regulados pela ERSE das atividades de uso das redes de distribuição e de transporte, que atinge, em termos relativos, o valor mais baixo de sempre; e, por outro lado, uma forte diminuição dos proveitos da atividade de uso global do sistema, comparativamente com o ano anterior, a qual dependerá da concretização das medidas mitigadoras dos CIEG. A figura seguinte resume o referido, considerando também a componente de custo da energia:



Pela sua expressividade, devem elencar-se as principais medidas mitigadoras e os seus impactes previstos na redução dos CIEG em 2019:

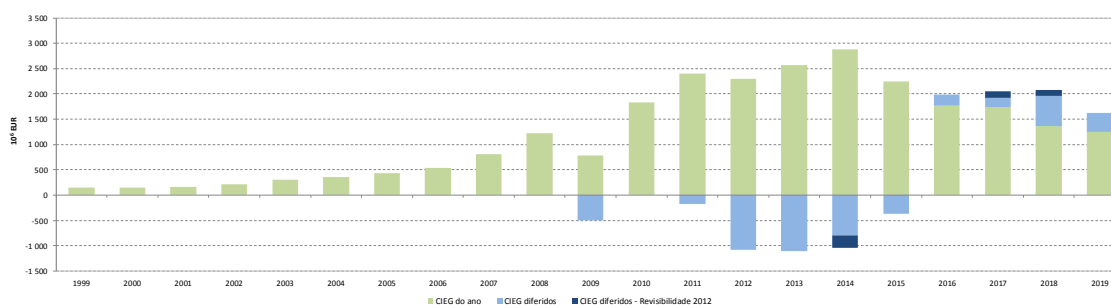
- ✓ Compensação anual dos produtores eólicos, nos termos do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro.
- ✓ Reversão para o SEN de receitas decorrentes dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa, nos termos do Decreto-Lei n.º 38/2013, de 15 de março. Importa sublinhar a importância do impacto deste diploma na diminuição da tarifa de UGS. A reversão para o SEN das receitas dos leilões de licenças de emissão de CO₂ tende a minimizar as pesadas consequências resultantes da integração dos custos das renováveis nas tarifas de acesso às redes.

- ✓ Devolução ao SEN de montantes que produtores em regime especial beneficiaram cumulativamente, nos termos definidos pela Portaria n.º 69/2017, de 16 de fevereiro.
- ✓ Mecanismo regulatório destinado a corrigir o desequilíbrio entre produtores de energia elétrica, originado por distorções resultantes de eventos externos ao mercado grossista da eletricidade, previsto no Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho.
- ✓ Despacho de declaração de nulidade parcial dos cálculos dos ajustamentos anuais dos CMEC e respetivos atos homologatórios (aspeto inovatório da disponibilidade dessas centrais).
- ✓ Despacho conjunto do Ministro do Ambiente e da Transição Energética e dos Secretários de Estado do Orçamento e dos Assuntos Fiscais, de 29 de novembro 2018, que deduz ao sobrecusto com a PRE 189 milhões de euros, que se subdividem em 35 milhões de euros relativos a um adicional do produto da receita gerada pelos leilões das licenças de emissão de gases com o efeito estufa e em 154 milhões de euros de transferências do FSSSE (Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético)

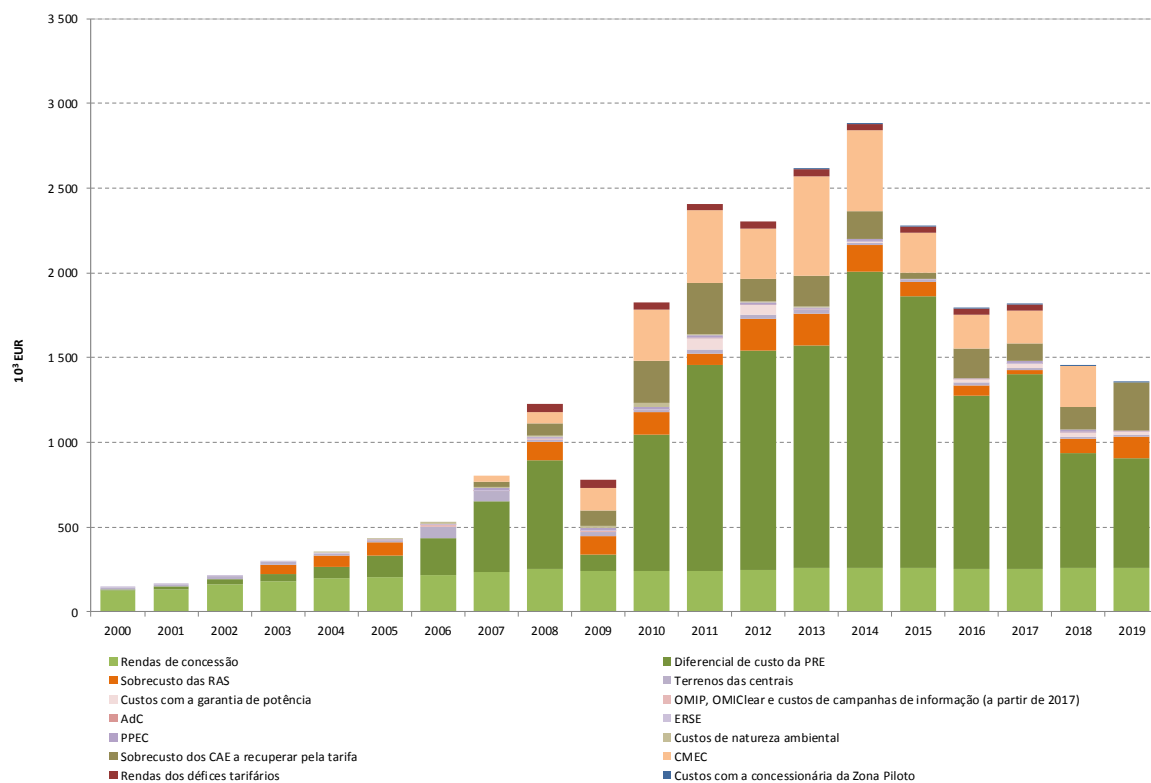
7. CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL

Apresenta-se abaixo a evolução dos custos de interesse económico geral (CIEG) do ano, podendo-se observar um ligeiro decréscimo destes custos em 2019, uma tendência iniciada em 2015.

Custos de Interesse Económico Geral



A figura seguinte apresenta a evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 2000 (CIEG) por tipo de custo.



A diminuição dos CIEG é um dos principais fatores, para além da atuação da ERSE, que permite o aumento do abatimento da dívida tarifária.

Lisboa, 17 dezembro de 2018