

**Consulta Pública n.º 136****Parecer sobre “Proposta de repartição do financiamento dos custos com a Tarifa Social em 2026 e ajustamentos dos anos 2024 e 2025”**

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, alterado pelo artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, “(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.”¹

Ao CT compete, através das suas secções especializadas, emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é obrigatório, aprovado por maioria dos seus membros e não tem carácter vinculativo.

Através do seu Presidente, o Conselho de Administração da ERSE, por carta datada de 5 de novembro de 2025, solicitou² ao CT – Secção do Setor Elétrico – a emissão de parecer sobre a **Consulta Pública n.º 136**, que versa a proposta de **“Proposta de repartição do financiamento dos custos com a Tarifa Social em 2026 e ajustamentos dos anos 2024 e 2025”**, devendo o mesmo ser emitido até 5 de dezembro de 2025, nos termos do n.º 3 do artigo 48º dos Estatutos da ERSE³, do n.º 6 do artigo 207º do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico (RT)⁴.

I – GENERALIDADES**A. Enquadramento**

1. A tarifa social (TS) - introduzida pelo Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro - constitui uma medida de política social de proteção dos consumidores economicamente vulneráveis, configurando uma obrigação de serviço público que se deve encontrar em linha com as orientações europeias presentes na Diretiva n.º 2019/944, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho, na qual se dispõe que *“os Estados-Membros devem assegurar a proteção dos clientes domésticos vulneráveis e em situação de carência energética [...] por meio da política social ou por outros meios que não as medidas de intervenção pública na fixação dos preços de comercialização da eletricidade”*.
2. Não obstante, através do Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro, foi mantido pelo Legislador a sustentação do financiamento da TS nos agentes do setor, contrariando as orientações daquela Diretiva, apesar de ter sido alargado o âmbito e o número de entidades financiadoras da TS da eletricidade.

¹ Cf. Art.º 45 dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

² Comunicação do PCA da ERSE, de 5 de novembro de 2025, Ref.º E-técnicos/ 2025/1793/VM/ao

³ Aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação vigente.

⁴ Aprovado pelo Regulamento n.º 1218/2025, de 7 de novembro, que veio revogar o Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho.



3. Reafirmando o seu entendimento, versado nos vários pareceres do CT/SSE e CT/SNG, de que o financiamento da TS deve ser garantido através de verbas inscritas no Orçamento do Estado e/ou da Segurança Social, o CT insta a ERSE a não deixar de promover junto do Legislador a retificação e efetiva correspondência do quadro legal nacional com o europeu atualmente vigente.
4. A Diretiva n.º 13/2024, de 8 de maio, da ERSE, definiu as regras pelas quais se operacionaliza a repartição do financiamento da TS, nas suas vertentes de reporte de informação, faturação e cobrança e apuramento de valores.

Neste quadro, o cumprimento de reporte e a qualidade da informação contida no mesmo é fulcral para evitar distorções na repartição da TS.

O CT não dispõe dos dados para aferir os valores propostos pela ERSE, pelo que não se pronunciará sobre os mesmos.

5. O CT considera que a ERSE deve sempre salvaguardar a publicação da Diretiva de repartição do financiamento dos custos com a TS aquando da publicação da Diretiva de tarifas e preços, garantindo a sua disponibilização para efeitos de uma correta implementação.

II - ESPECIALIDADE

- A. **Proposta de repartição do financiamento da tarifa social em 2026 e dos ajustamentos de 2025 e de 2024**
 1. Na proposta de tarifas para 2026, a ERSE estima os custos com a TS relativos a 2026 em 145,3 M€, valor que poderá ser revisto na decisão final de tarifas, a publicar até 15 de dezembro, com a atualização dos pressupostos utilizados no cálculo.
 2. O CT concorda com este procedimento considerando que esse cálculo deve assentar na informação mais completa e atualizada, de modo a minimizar os ajustamentos a efetuar nos anos subsequentes.
 3. Neste contexto, e tendo em conta a previsão para o ano 2026, o CT observa um aumento sustentado nos custos com a TS (+5% em 2025 e +7% em 2026) e reafirmando o entendimento de que esta medida deve ser financiada por verbas do OE e/ou da Segurança Social, ao invés de custeada por agentes do SEN.



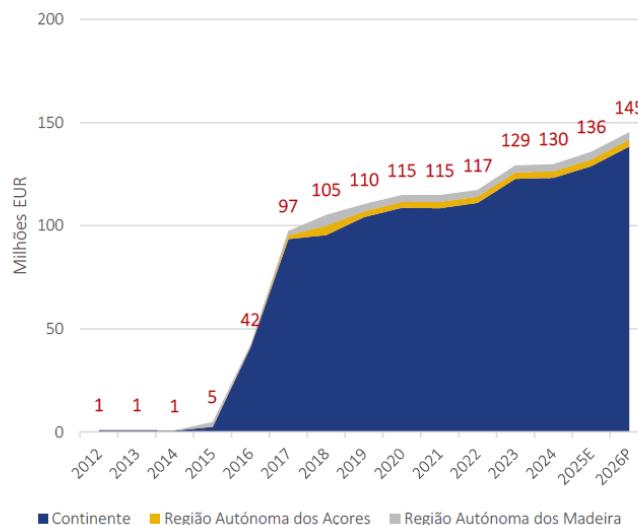
ERSE

ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

CONFIDENCIAL

Figura 4-1 – Evolução dos custos reais da TS até 2024 e previsões de 2025 e 2026



Fonte: ERSE

4. O ajustamento provisório relativo a 2025 é estimado em 11,5 M€, a pagar pelos agentes financiadores, resulta da diferença entre o custo inicialmente previsto para esse ano (124,2 M€) e a estimativa atual (135,7 M€ segundo as contas previsionais enviadas pelos ORD), acrescida de juros.
5. O ajustamento definitivo relativo a 2024 é de 2,4 M€ a devolver aos agentes financiadores, apurado pela diferença entre a estimativa considerada no ajustamento provisório de 2024 no cálculo da TS de 2025 (132,2 M€) e o custo real da medida (129,8 M€), acrescido de juros.
6. O ajustamento de faturação aos comercializadores referente a 2024 é de 2,1 M€ a pagar por estes agentes, o qual decorre da diferença entre os montantes transferidos pelo ORT para os ORD e os montantes efetivamente faturados pelo ORT aos comercializadores, refletindo o desvio entre a energia prevista e a faturada.
7. O quadro seguinte apresenta o montante total a transferir pelos agentes financiadores em 2026, que integra a previsão para esse ano e os ajustamentos de 2024 e 2025 (incluindo juros), num total de 156,8 M€.



ERSE

ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

CONFIDENCIAL

Quadro 3-1 – Custos referentes aos descontos da tarifa social previstos para o ano de 2026 e ajustamentos referentes aos anos de 2025 e 2024, desagregados por regiões

	Unidade: Milhares EUR							
	2026		2025		2024			
	Previsão financiamento TS 2026	Previsão financiamento TS 2025	Estimativa financiamento TS 2025 em 2026	Ajustamento provisório de 2025 em 2026	Previsão financiamento TS 2024	Real financiamento TS 2024 em 2026	Ajust. provisório de 2024 em T2025 com juros para 2026	Ajustamento de 2024 em 2026
	(a)	(b)	(c)	(d)=(a)-(c)-(b)) * (1+j ₂₀₂₅)	(e)	(f)	(g)	(h)=(f)-(e)*1+(j ₂₀₂₅)**(1+j ₂₀₂₄)-(g)
Continente	138 401	117 298	128 853	11 864	0	123 196	-4 606	-2 429
Região Autónoma dos Açores	3 389	3 387	3 323	-66	3 241	3 199	-18	-27
Região Autónoma da Madeira	3 507	3 538	3 539	1	3 410	3 380	47	-78
Total custos TS apurados dos descontos a clientes	145 297	124 223	135 715	11 799	6 651	129 776	-4 577	-2 535
Outros montantes a imputar aos Produtores (2)	0	0	0	49	0	0	0	63
Outros montantes a imputar aos Comerc./Agentes Consumo (3)	0	0	0	0	0	0	0	2 104
Total custos TS a financeirar	145 297	124 223	135 715	11 848	6 651	129 776	-4 577	-368
								156 777

Fonte: ERSE⁵

8. O CT constata que o montante global estimado de transferências no âmbito da tarifa social atinge 156,8 M€, o que representa um acréscimo de 35,0 M€ (+29%) face ao montante correspondente de 2025 (121,8 M€), traduzindo um agravamento do esforço financeiro exigido aos agentes do SEN.
9. O quadro seguinte mostra o resumo da repartição deste montante pelo conjunto dos produtores e pelo conjunto dos comercializadores em 2026, assim como o valor unitário de financiamento da tarifa social a faturar aos comercializadores e demais agentes de mercado na função de consumo pelo GGS

Quadro 3-3 – Resumo das transferências no âmbito da tarifa social, em 2026

	Transferências em 2026							
	Previsão energia 2026		Previsão financiamento TS 2026	Ajustamento provisório de 2025	Ajustamento de 2024	Ajustamento de faturação dos comercializadores de 2024	Transferências totais em 2026	Transferência média mensal em 2026
	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)=(b)+(c)+(d)+(e)	(g)=(f)/12	(h)=(g)/(a)
	%	MWh	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR/mês	(EUR/MVA)/mês EU R/MWh
Produtores	34,4%	25 344 101	50 014 623	8 083 545	-4 677 866	n.a.	53 420 302	4 451 691,81
Comercializadores	65,6%	48 282 702	95 282 175	3 764 674	2 026 016	2 103 833	103 356 698	n.a.
Total	100%	73 626 803	145 296 798	11 848 218	-2 471 849	2 103 833	156 777 000	2,1407

Notas: (1) O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros electroprodutores ou comercializadores/demais agentes de mercado na função de consumo para o gestor global do SEN (REN).

(2) Os montantes de ajustamentos referentes aos anos de 2024 e 2025, bem como o ajustamento de faturação dos comercializadores estão atualizados para o ano de 2025 às taxas de juro utilizadas nos ajustamentos dos proveitos permitidos de 2026. Estas taxas de juro são de 3,724%²⁴ e de 2,675%²⁵, respetivamente.

(3) No ano de 2026, a repartição foi aplicada ao montante previsional dos custos com a tarifa social determinado no exercício tarifário para 2025 (145,296 milhões de euros), em resultado da aplicação do desconto da tarifa de acesso às redes, determinado nos termos do Despacho n.º 12372/2025, publicado a 21 de outubro na 2.ª Série do Diário da República, da Ministra do Ambiente e Energia.

(4) O ajustamento de faturação aos comercializadores é determinado pela diferença entre os montantes transferidos pelo ORT para os ORD referentes ao financiamento dos comercializadores, em 2024, nos termos da Diretiva n.º 14/2024, e os montantes efetivamente faturados pelo ORT aos Comercializadores.

(5) O total das transferências dos produtores inclui ainda 7870 euros relativos a acertos de faturação da CF Freixial do ano 2023, que foram devidamente redistribuídos pelos restantes produtores com aplicação de taxa de juro de 2025.

(6) O valor da potência unitária mensal dos produtores (EUR/MVA/mês) considera uma potência de ligação, antes da dedução de 10 MVA e da aplicação do fator de ponderação no tempo, de 15 340 MVA.

Fonte: ERSE

5 “Na coluna “e”, onde está “0” no valor do continente, deve estar “129 802”. O valor global a transferir em 2026, está correto.



- 10.** O CT constata que o montante global estimado de transferências no âmbito da tarifa social, no ano 2026, é suportado pelos produtores em 53,4 M€ e pelos comercializadores em 103,4 M€ (um acréscimo de 25,2 M€ para os comercializadores e de 9,7 M€ para os produtores, face a 2025).

Mais denota que a ERSE, para o cálculo do valor a suportar pelos comercializadores, estimou o valor unitário a cobrar pelo GGS aos comercializadores de cerca de 2,1407 €/MWh, um valor 29% superior ao aplicado em 2025, de 1,6574 €/MWh e para os produtores estimou um valor de 290 (€/MVA)/mês, um valor 20% superior ao aplicado em 2025, de 242 (€/MVA)/mês.

- 11.** O CT manifesta a sua apreensão face ao agravamento do custo de financiamento da TS, penalizante para os agentes do SEN que o suportam, realçando que os valores de TS imputados aos comercializadores podem ser repercutidos por estes junto dos clientes finais.

O CT reitera que o financiamento da TS deve ser garantido através de verbas inscritas no Orçamento do Estado e/ou da Segurança Social.

B. Pressupostos para a repartição do financiamento dos custos com a tarifa social

- 1.** Da proposta ora apresentada pela ERSE resulta existir similitude dos pressupostos ponderados face aos considerados para a definição da repartição do financiamento com a TS para o ano de 2025.
- 2.** Segundo a ERSE, a informação recebida ao abrigo da Diretiva n.º 13/2024, de 8 de maio, ainda não apresenta a qualidade necessária para que possa ser assumida como única fonte para a operacionalização do financiamento da TS, mantendo por isso a recolha de informação de outras fontes.

O CT manifesta preocupação por este facto, que pode gerar distorções significativas na repartição dos custos da TS, afetando a equidade do mecanismo, instando a ERSE a exigir o integral cumprimento do estabelecido na Diretiva e, inclusive, se necessário, ponderar a revisão do mecanismo de reporte da informação constante deste instrumento normativo.

- 3.** No quadro seguinte identifica-se as datas de início e fim de financiamento da TS de centros eletroprodutores que alteram os regimes nos anos 2024, 2025 e 2026 e em que é necessário aplicar uma ponderação temporal da respetiva data de início da licença de exploração no respetivo ano:

Quadro 3-2 – Datas de início e fim de financiamento da TS de centros eletroprodutores que alteram os regimes nos anos 2024, 2025 e 2026 e respetivo fator de ponderação

Nome Central	Ano	Potência de ligação ($\geq 10\text{MVA}$) (a)	Data de efeito	Dias/Ano	Fator de ponderação (b)	Potência de ligação deduzida de 10 MVA (c) = (a) * 10 ^{0,6} b	Observações
CF Morgávei	2026	48,9	27/10/2026	66	0,18	7,0	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 27/10/2026
CF Tabua	2026	40,0	20/06/2026	196	0,53	16,0	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 20/06/2026
PE Alto Lagoa (Bairro - Pias Longas)	2026	18,5	08/06/2026	208	0,57	4,8	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 08/06/2026
PE São Macário	2026	24,3	25/01/2026	342	0,93	13,4	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 25/01/2026
PE Seixinhos/Marão II	2025	10,3	23/12/2025	9	0,02	0,0	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 23/12/2025
PE Penedo Ruivo/Marão I	2025	13,3	23/12/2025	9	0,02	0,1	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 23/12/2025
CF Cerca - Reequipamento	2025	28,4	14/09/2025	109	0,30	5,5	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 14/09/2025
CF Lordelo	2025	12,4	01/08/2025	153	0,42	1,0	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 01/08/2025
CF Albercas	2025	25,5	01/08/2025	153	0,42	6,5	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 01/08/2025
CF Vígoroso	2025	43,7	31/07/2025	154	0,42	14,2	Data de Entrada em Exploração a 31/07/2025
CF S.Marcos	2025	44,9	31/07/2025	154	0,42	14,7	Data de Entrada em Exploração a 31/07/2025
CF Pereiro	2025	25,9	31/07/2025	154	0,42	6,7	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 31/07/2025
CF Mato da Cruz	2025	12,4	01/07/2025	185	0,50	1,2	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 01/07/2025
PE Duteiro	2025	28,6	07/06/2025	209	0,57	10,6	Data de Entrada em Exploração a 07/06/2025
PE Serra da Capucha	2025	10,8	31/05/2025	216	0,59	0,4	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 31/05/2025
PE Passarinho	2025	12,9	04/05/2025	243	0,66	1,9	Data de Entrada em Exploração a 04/05/2025
CF Quinta do Anjo	2025	30,0	24/04/2025	253	0,69	13,8	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 24/04/2025
PETROGAL (SINES)	2025	20,7	01/04/2025	276	0,75	8,1	Início de produção a 01/04/2025
PE Trandeiras	2025	18,2	17/02/2025	319	0,87	7,1	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 17/02/2025
CF Cabeço Vermelho	2025	68,0	13/02/2025	323	0,88	51,2	Início de produção a 13/02/2025
CF Albisparks	2025	30,0	23/01/2025	344	0,94	18,8	Início de produção a 23/01/2025
CF Montemor	2025	10,8	01/01/2025	366	1,00	0,8	Início de produção a 01/01/2025
CF Vale da Pedra	2024	11,0	20/12/2024	12	0,03	0,0	Data de Início de exploração a 20/12/2024
CF BARCOS	2024	40,0	18/09/2024	105	0,29	8,6	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 18/09/2024
CF Trindade	2024	11,0	06/08/2024	148	0,40	0,4	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 06/08/2024
CF Valpaços	2024	30,0	19/07/2024	166	0,45	9,1	Data de Início de exploração a 19/07/2024
PE Vale Grande	2024	12,3	12/07/2024	173	0,47	1,1	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 12/07/2024
RSU Valorsul	2024	63,2	01/07/2024	184	0,50	26,7	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 01/07/2024
RSU LIPO.R	2024	27,0	01/07/2024	184	0,50	8,5	Data de Entrada em Exploração a 01/07/2024
CH Alto Tâmega	2024	180,0	18/04/2024	258	0,70	119,8	Data de Entrada em Exploração a 18/04/2024
CF Encarnado	2024	80,3	19/03/2024	288	0,79	55,3	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 19/03/2024
CF Casal do Paul	2024	54,9	19/03/2024	288	0,79	35,3	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 19/03/2024
CF Aforgemel	2024	54,9	19/03/2024	288	0,79	35,3	Data de Início de Regime de Remuneração Geral a 19/03/2024

Fonte: Erse

- O CT considera adequado que seja levada a cabo a ponderação em causa, nas situações onde o financiamento se inicie em algum dos anos considerados ou nas que os produtores deixam de ter isenção do financiamento (por não mais beneficiarem de regimes remuneratórios garantidos ou por terminarem o período experimental).

C. Situações especializadas

C.1 Central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro (Turbogás)

- A central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro encontra-se em funcionamento até 31 de março de 2026, por força de um acordo de prorrogação⁶ celebrado entre a REN e o titular deste centro electroprodutor (Turbogás), sobre a tutela do membro do Governo responsável pela área da energia.
- Esta central continua assim a ser elegível para o financiamento da TS, uma vez que dispõe de licença de exploração e não beneficia de qualquer isenção, pelo que na presente consulta a ERSE considera a imputação do financiamento da TS a este centro electroprodutor durante os anos de 2024, 2025 e 2026.

⁶ Este acordo foi aprovado pelo Despacho n.º 22/SEENC/2024, de 28 de março, emitido pela Senhora Secretária de Estado da Energia e Clima, tendo a sua duração sido prorrogada pelos Despachos n.º 72/2024/MAEN, de 19 de novembro, e 65/2025/MAEN, de 12 de fevereiro, da Senhora Ministra do Ambiente e Energia.



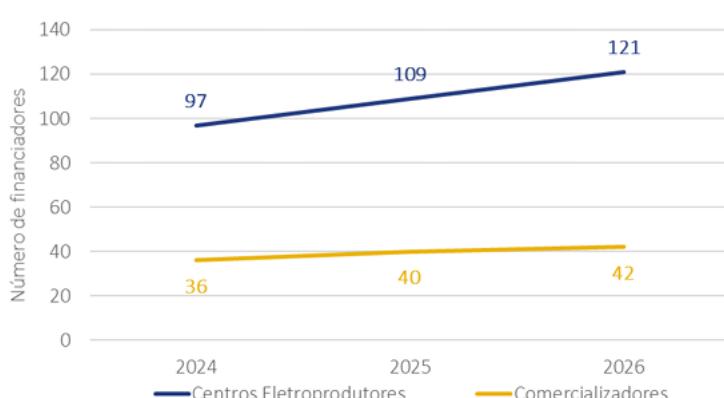
3. A este respeito, a ERSE salienta que, para o ano 2024, na primeira repartição da TS (entre produtores e comercializadores) foi considerada a produção real desta central. Já para os anos de 2025 e 2026 assume-se uma previsão nula, atendendo aos seguintes fatores:
 - i) ao condicionamento da sua produção a situações excepcionais;
 - ii) por motivos de garantia da segurança de abastecimento, até 31 de março de 2026;
 - iii) face à incerteza quanto ao regime de exploração após aquela data.
4. Neste sentido, e não sendo expectável que esta central deixe de estar ligada à rede, atendendo à sua importância na segurança de abastecimento do SEN, o CT insta a ERSE a promover junto do Governo uma definição célere do regime de exploração desta central após 31 de março de 2026.

C.2 Restantes situações

No que respeita aos restantes centros electroprodutores, não se verificando alterações nos pressupostos utilizados pela ERSE face ao regime em vigor, o CT concorda com a proposta.

D. Evolução da imputação do financiamento da tarifa social

1. Como referido no ponto A do presente parecer, a ERSE dá nota de que, após a introdução do automatismo na atribuição da TS em 2016, tem-se observado um crescimento nos montantes atribuídos com este desconto, por efeito do crescimento do número de beneficiários, sobretudo em 2023 e 2024, e do aumento do preço das TTVCF.
2. De acordo com a ERSE, o número de agentes financiadores tem aumentado desde 2024 (figura abaixo), sobretudo devido a:
 - a. progressiva ligação à rede de novas instalações;
 - b. término, para alguns produtores, das condições que determinavam a sua isenção do financiamento da TS, nomeadamente produtores cujos regimes de remuneração garantida cessaram por decurso do prazo;
 - c. evolução do número de comercializadores que financiam a TS.



Fonte: ERSE (documento figura 4-2 do documento justificativo).



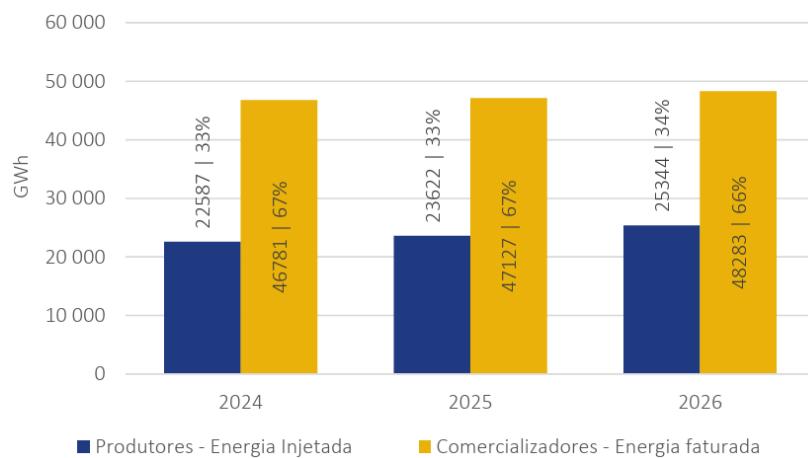
ERSE

ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

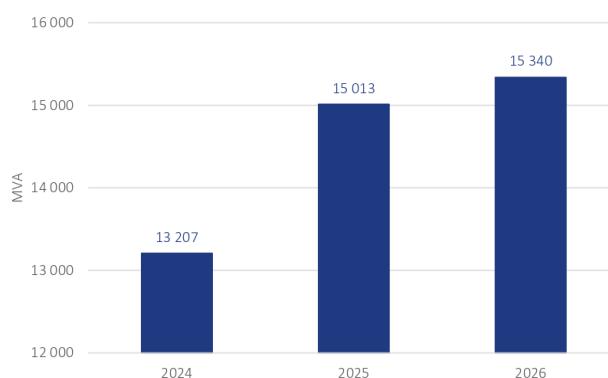
CONFIDENCIAL

3. A ERSE também mostra que, desde a entrada em vigor do atual regime, a 1.ª repartição do financiamento (correspondente à sua distribuição entre as componentes suportadas pelo grupo de produtores e pelo grupo de comercializadores) se tem situado em torno de 1/3 para produtores e 2/3 para comercializadores (figura abaixo).



Fonte: ERSE (documento figura 4-3 do documento justificativo).

4. Por seu lado, a ERSE também destaca a subida que se tem verificado na potência de ligação dos produtores, que influencia a 2.ª repartição do financiamento (correspondente à sua distribuição entre produtores).



Nota: Os valores apresentados estão afetados da dedução de 10MVA e dos fatores de ponderação pelo tempo em cada ano.

Fonte: ERSE (documento figura 4-4 do documento justificativo).

5. O CT regista o aumento médio anual estimado, entre 2024 e 2026, de 7,8% na potência de ligação usada como critério para a repartição do financiamento entre produtores.
6. De acordo com a ERSE, perspetiva-se um aumento generalizado, até 2026, dos valores unitários do financiamento da TS por produtores (por unidade de potência) e comercializadores (por unidade de energia faturada).

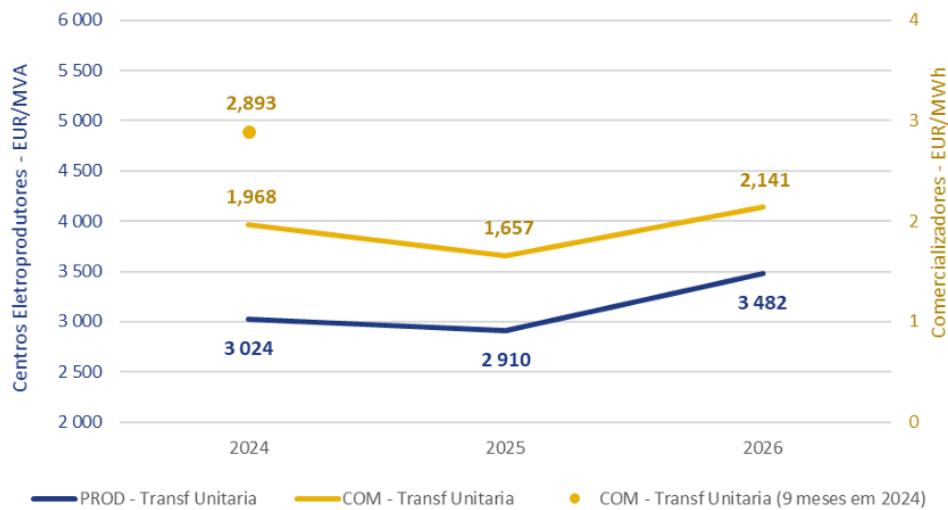


ERSE

ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

CONFIDENCIAL



Fonte: ERSE (documento figura 4-6 do documento justificativo).

7. O CT regista estes números com preocupação, sobretudo num contexto em que se antecipa um aumento de fatores que, em teoria, poderiam contribuir para a diluição de custos unitários, como é o caso da potência de ligação no que diz respeito aos produtores.
8. O CT reitera a sua apreensão face ao agravamento do custo de financiamento da TS, conforme exposto no ponto A11 da Especialidade deste Parecer.

E. Informação necessária para a operacionalização da repartição da tarifa social

1. Para assegurar a operacionalização do financiamento da TS, a ERSE sublinha o dever de reporte, por parte dos agentes financiadores e dos operadores de rede, ao GGS, o qual procede ao envio dos dados consolidados à ERSE.
2. O CT recomenda que, face às potenciais distorções na repartição dos custos, suscetíveis de gerar impactos financeiros significativos para os agentes, seja assegurada uma monitorização contínua dos mecanismos de reporte de informação.

Essa monitorização deverá privilegiar a simplificação dos processos, garantir a disponibilização de dados completos e precisos em tempo útil e, por último, desenvolver mecanismos de verificação da informação através da validação cruzada entre agentes, GGS e DGEG.

III – CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes ao longo deste Parecer.



ERSE

ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

CONFIDENCIAL

Em 2 de dezembro de 2025, o parecer que antecede teve a seguinte votação:

Votos a favor na globalidade: 19 (dezanove)

Votos contra os seguintes pontos específicos: 0 (zero)

tendo sido aprovado por **unanimidade**.

O parecer que antecede contém 12 (doze) páginas, sendo 2 (duas) destinadas à votação e assinatura dos membros do conselho tarifário.

Constam ainda, mais 18 (dezoito) páginas, que fazem parte integrante do mesmo:

- contendo sentidos de voto; e
- contendo declarações de voto, o que perfaz um total de 30 (trinta) folhas.



ERSE

ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

CONFIDENCIAL

NOME	Entidade	Votação		
		FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
Patrícia Carolina	Representante da Direção-Geral do Consumidor	Anexo 1	—	—
Ana Vasconcelos	Personalidade de reconhecido mérito e independência a designar pelo membro do Governo responsável pela área do Ambiente	Anexo 2	—	—
Luís Vasconcelos	Representante da Associação Nacional de Municípios	Anexo 3	—	—
João Fernandes	Representante de associações de defesa do consumidor com representatividade genérica (Setor Elétrico) - DECO	Anexo 4	—	—
Eduardo Quinta Nova	Representante de associações de defesa do consumidor com representatividade genérica (Setor Elétrico) - UGC	Anexo 5	—	—
Célia Marques	Representante de associações de defesa do consumidor com representatividade genérica (Setor Elétrico) - UGC	Anexo 5	—	—
Ingrid Pereira	Representante de associações de defesa do consumidor com representatividade genérica (Setor Elétrico) - DECO	Anexo 6	—	—
Luís Pisco	Representante dos consumidores da Região Autónoma da Madeira	Anexo 7	—	—
Carlos Silva	Representantes dos consumidores nos termos do n.º 6 do artigo 46.º dos Estatutos da ERSE - AIMMAP	Anexo 8	—	—
João Marinho	Representante de associações que tenham como associados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT) - Siderurgia Nacional	Anexo 9	—	—
Paula Almeida	Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) - REN	Anexo 10	—	—
Rui Miguel Bernardo	Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade (RND) - E-Redes	Anexo 11	—	—
Joaquim Teixeira	Representante das entidades concessionárias de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) - CEVE	Anexo 12	—	—



ERSE

ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

CONFIDENCIAL

Marta Costa	Representante do comercializador de último recurso de eletricidade que, nestas funções, atue em todo o território do continente – SU ELETRICIDADE	Anexo 13	—	—
Ana Bernardo	Representante dos pequenos comercializadores de energia	Anexo 14	—	—
Ricardo Ferrão	Representante dos comercializadores de eletricidade em regime livre	Anexo 15	—	—
Dário Gambão	Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores - EDA	Anexo 16	—	—
Armindo Santos	Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira - EEM	Anexo 17	—	—
Mário Reis	Representante dos consumidores da Região Autónoma dos Açores	—	—	—

	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO	VOTO DE QUALIDADE
Manuela Moniz Presidente do Conselho Tarifário nos termos do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho	Anexo 18	—	—	—