



**ERSE – Consulta Pública**  
**n.º 124/2024**

Proposta de repartição do financiamento dos custos com a tarifa social para 2025 e ajustamentos de anos anteriores

## Índice

1.	Enquadramento .....	3
2.	Comentários .....	3
2.1.	Modelo de financiamento da Tarifa Social.....	4
2.2.	Reequipamentos.....	4
2.3.	Produtores sem licença de exploração.....	5
2.4.	Central de Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro .....	6
2.5.	Identificação de Produtores com diferentes pontos de ligação à RESP.....	7

## 1. Enquadramento

A tarifa social (TS) de eletricidade foi criada em 2010 para apoiar clientes economicamente vulneráveis, sendo os custos associados financiados pelos centros eletroprodutores. Apesar do Decreto-Lei n.º 15/2022 ter introduzido algumas alterações pontuais ao modelo, o diploma manteve o financiamento da TS integralmente na atividade de produção.

Tendo por base a Diretiva n.º 1/2024, de 9 de janeiro, e o projeto de Diretiva do Anexo I, em consulta pública, a ERSE pretende encerrar a repartição dos custos da TS até 17 de novembro de 2023, i.e., até à data em que este modelo vigorou, definindo as transferências que os centros eletroprodutores devem realizar em 2025.

Com o Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro, o modelo de financiamento foi alterado, incluindo agora também os comercializadores de energia elétrica e outros agentes de mercado na função de consumo. O cálculo das contribuições é feito em duas etapas: uma primeira repartição entre produtores e comercializadores, baseada na energia injetada e consumida, e uma segunda repartição dentro de cada grupo, considerando a potência de ligação e a energia faturada, respetivamente. O novo modelo também prevê um conjunto de condições que permite a certos centros eletroprodutores estarem isentos para efeito de financiamento da TS.

A operacionalização do novo modelo de financiamento inclui obrigações de reporte de informação pelos agentes financiadores e operadores de rede ao gestor global do SEN, que envia dados consolidados à ERSE. A Diretiva n.º 13/2024, de 8 de maio, define as regras para o financiamento da TS, destacando a importância do reporte de informação para evitar distorções na repartição dos custos. A falta de informação adequada pode causar impactos económicos devido aos efeitos redistributivos e cumulativos do modelo de financiamento.

Neste contexto, a ERSE coloca, igualmente, a consulta o projeto de Diretiva que determina a repartição do financiamento dos custos com a TS, respeitantes ao ano de 2025 e ajustamentos do ano 2024 e do período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023.

A EDP agradece antes de mais a oportunidade de se pronunciar e vem apresentar os seus comentários, esperando contribuir de forma positiva no âmbito desta consulta pública. A EDP manifesta, desde já, total disponibilidade para prestar quaisquer esclarecimentos adicionais que a ERSE entenda convenientes.

## 2. Comentários

A EDP concorda com a proposta da ERSE, na medida em que as propostas de Diretivas determinam, por um lado, os valores das transferências a realizar em 2025, entre os centros eletroprodutores e a entidade concessionária da RNT, referentes aos ajustamentos definitivos do financiamento dos custos com a TS do período de 1 de janeiro a 17 de novembro de 2023, e por outro lado, os valores da repartição do financiamento dos custos com a TS, respeitantes ao ano de 2025 e ajustamentos do

ano 2024 e do período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023, com base em informação provisória.

Adicionalmente, a ERSE clarificou algumas dúvidas que subsistiam em alguns casos particulares identificados para os centros electroprodutores. Contudo, a EDP destaca alguns pontos que devem ser objeto de correção e clarificação.

## 2.1. Modelo de financiamento da Tarifa Social

O modelo de financiamento da TS foi amplamente comentado na Consulta Pública n.º 119, tendo a ERSE manifestado e reiterado o seu alinhamento com a maioria dos participantes, no sentido de que o modelo financiamento da TS devia ser realizado através de recursos públicos, com origem no Orçamento de Estado ou na Segurança Social.

Não obstante, embora esta matéria esteja a ser discutida na esfera da Tutela, a EDP defende que, no imediato, devem ser realizados esforços para que o cálculo das repartições seja realizado de forma mais equitativa entre os agentes financiadores. Importa destacar, uma vez mais, que **a alteração de critério na segunda fase de cálculo da repartição para os produtores impacta negativamente a equidade da repartição entre estes agentes**, já que **ao contrário das restantes fórmulas de cálculo que têm por base os valores de energia, a repartição entre os produtores é realizada em função da proporção da potência de ligação** dos respetivos centros electroprodutores.

Esta situação traduz-se num financiamento da TS através de **transferências de montantes fixos pelos produtores, independentemente da atuação concreta de uns e outros em mercado**, i.e., em termos da energia por cada um produzida, penalizando os centros electroprodutores que não produzam ou tenham uma produção residual de energia elétrica, face a outros centros electroprodutores com uma maior produção e injeção de energia elétrica na RESP.

Neste âmbito, a EDP defende que **a aplicação da repartição entre produtores, deveria seguir o mesmo critério aplicado na primeira fase de repartição aos agentes financiadores** e que é também aplicado numa segunda fase aos comercializadores e demais agentes de consumo, i.e., **com base nos valores de energia e através de uma repartição com um termo variável em €/MWh**.

## 2.2. Reequipamentos

No documento justificativo da consulta, a ERSE refere que no modelo vigente de repartição do financiamento da TS, os custos alocados ao conjunto dos titulares dos centros eletroprodutores elegíveis são suportados individualmente por cada centro electroprodutor, em função da sua potência de ligação deduzidos 10 MVA (artigo 199.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, na sua redação atual). Atento o critério legal estabelecido, o sobreequipamento ou a hibridização não têm implicações no valor imputável aos centros electroprodutores pré-existentes uma vez que, em ambas as situações, a potência de ligação mantém-se inalterada (artigos 3.º, alíneas nn) e sss), 63.º, 64.º do Decreto-Lei n.º 15/2022).

A EDP concorda com o esclarecimento prestado, já que **devem ser os centros electroprodutores pré-existentes que determinam o enquadramento para os critérios de isenção do financiamento da TS**. Por exemplo, no caso de hibridização de um centro electroprodutor que se encontre isento de pagamento do financiamento da TS, a energia produzida pelo centro electroprodutor hibridizado (o segundo a ligar-se), apenas será considerada para efeitos de cálculo da TS, a partir do momento em que o centro electroprodutor pré-existente deixe de estar isento. Só a partir desse momento, a primeira repartição passará a ser calculada com o agregado da produção de ambos os centros electroprodutores, e a segunda repartição será realizada com base na potência de ligação pré-existente, a qual se manteve inalterada ao longo do processo (potência de ligação associada ao centro electroprodutor original).

Não obstante, no caso de reequipamento, a ERSE não realizou qualquer esclarecimento, pelo que importa clarificar esta situação. Os n.ºs 1 e 2 do artigo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelecem que:

1. Todos os centros eletroprodutores de fontes de energia renováveis podem ser reequipados.
2. Com o reequipamento total do centro eletroprodutor, excluindo os aproveitamentos hidroelétricos com potência de ligação superior a 10 MVA, a potência de ligação é acrescida, por uma única vez, até um máximo de 20 % da potência de ligação inicialmente atribuída.

A este respeito, salienta-se que **os centros eletroprodutores reequipados que se encontrem isentos de financiamento da TS** pelos critérios estabelecidos, **devem apenas contribuir na componente que participa em mercado**, i.e., na proporção da potência de ligação que exceda a potência de ligação inicialmente atribuída até ao máximo de 20%, que fica, igualmente, sujeita à dedução do valor de 10 MVA, e na componente de energia que lhe esteja associada.

### **2.3. Produtores sem licença de exploração**

A ERSE esclareceu que a incidência subjetiva do financiamento da TS recai sobre os titulares de centros electroprodutores, i.e., que possuam, para além de uma licença de produção, uma licença de exploração válida. Desta forma, a incidência da TS (artigos 199.º e 199.º-A, aditado ao Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, pelo Decreto-Lei n.º 104/2023), parece operar apenas após a entrada em exploração dos centros electroprodutores, que subentende a obtenção da licença de exploração. **Durante o período experimental previsto no artigo 32.º, e que é prorrogado nos termos do disposto no Decreto-Lei n.º 72/2022, de 19 de outubro, a exigência de financiamento da TS não terá aplicação, qualquer que seja o centro electroprodutor em comissionamento, uma vez que ainda não obteve a licença de exploração.**

Assim, fica claro que no caso do centro electroprodutor estar apenas abrangido pelo regime experimental, não se incluirá no âmbito subjetivo definido pelo conceito de titular de centro electroprodutor, pelo que não estará abrangido pela incidência da TS.

A Central Fotovoltaica da Cerca (doravante, designada por Central) foi objeto de reequipamento, com o aumento da potência de ligação em 28,4 MVA, tendo sido autorizada a alteração da Licença de Produção por despacho da Subdiretora Geral de Energia, a 10 de fevereiro de 2023.

Adicionalmente, a Central foi ligada com êxito à RESP, a 13 de setembro de 2023, tendo sido autorizado o período de exploração em regime experimental da Central, através de despacho do Diretor Geral de Energia e Geologia.

Ora, **atendendo que a Central se mantém ao abrigo de exploração em regime experimental, sem ter ainda a licença de exploração**, a EDP alerta para a **necessidade de correção dos quadros relativos à repartição de financiamento da TS com a correspondente eliminação dos valores associados à CF Cerca – Reequipamento**.

#### **2.4. Central de Ciclo Combinado da Tapada do Outeiro**

Na Diretiva n.º 14/2024, a imputação dos custos de financiamento da TS à Turbogás para o ano de 2024 considerou a proporção dos dias entre 1 de janeiro e 29 de março, data do fim do Contrato de Aquisição de Energia (CAE), conforme o artigo 199.º-B do Decreto-Lei n.º 15/2022. A partir de 30 de março de 2024, a central passou a operar sob um novo Acordo, celebrado entre a REN e a Turbogás, e aprovado pelo Despacho n.º 22/SEENC/2024, de 28 de março de 2024, cujos termos e condições não foram tornados públicos.

No entanto, a ERSE informa que o Acordo limita o funcionamento da central da Tapada do Outeiro a situações excecionais, reduzindo significativamente sua dimensão económica em comparação com o regime do CAE, e deverá permanecer ativo até 30 de junho de 2025, incluindo possíveis prorrogações.

Adicionalmente, a ERSE refere que a central da Tapada do Outeiro encontra-se numa situação singular, sendo relevante para a segurança do abastecimento (pendente do concurso público a realizar para que a central passe a estar em regime de mercado) e um dos dois centros a prestar o serviço de arranque autónomo (black start). Nesta situação, a central mantém a sua licença de exploração, pelo que não é considerada para efeitos de isenção da TS. Assim, a consulta atual considera a imputação do financiamento da TS à Turbogás após 30 de março de 2024, reconhecendo o custo para efeitos tarifários conforme o Acordo celebrado.

Não obstante, relativamente ao ano de 2025, apenas foi considerado o primeiro semestre para efeitos de financiamento da TS.

Ora, atendendo a que o Acordo permite manter a central em serviço até que esteja em condições de poder atuar em regime de mercado, **a EDP questiona a razão pela qual o ano de 2025 não foi considerado na sua totalidade para efeitos de financiamento da TS**. Note-se que em qualquer dos casos, a central deve contribuir no âmbito da TS.

Refira-se também que a segurança de abastecimento do SEN foi uma das razões que determinaram a necessidade de manter a central em funcionamento, através da celebração do referido Acordo. Sobre este preceito, importa desde já salientar que **a regulamentação europeia atualmente em vigor - Regulamento (UE) 2024/1747, de 13**

de junho de 2024, relativo ao mercado interno da eletricidade, **prevê a adoção de mecanismos de capacidade para resolver problemas de segurança de abastecimento, os quais deverão estar abertos à participação de todos os recursos capazes de assegurar o desempenho técnico exigido.**

Pelo exposto, a EDP defende que a Central da Tapada do Outeiro, quer esteja ao abrigo de um acordo, quer esteja em regime de mercado, deverá ser considerada para efeitos de financiamento da TS. Isto é, só fará sentido excluir esta central, se existir a possibilidade de a mesma vier a ficar fora de serviço. Nesta situação, **os mecanismos de capacidade ganham ainda uma maior relevância, devendo ser implementados em Portugal de forma transparente, através de um processo competitivo e tecnologicamente neutro, no curto prazo.**

## **2.5. Identificação de Produtores com diferentes pontos de ligação à RESP**

A informação constante na Diretiva n.º 14/2023, apresentava a identificação de alguns centros eletroprodutores apenas pela sua designação e não pelas suas características reais de ligação à RESP. Esta situação prejudica, indevidamente, os centros electroprodutores, tendo em consideração que para efeitos da repartição do financiamento da TS, esta desagregação tem impacto na 2.ª repartição efetuada dentro do conjunto dos produtores elegíveis, que tem como variável de proporcionalidade a potência de ligação após dedução de 10 MVA.

Na presente proposta, a ERSE vem corrigir essas situações com base na informação reportada pelos agentes, no quadro da Diretiva n.º 13/2024.

Neste contexto, a EDP concorda com o alinhamento das repartições preconizado pela ERSE, com base nas configurações de ligação dos centros eletroprodutores. No entanto, a EDP alerta para a falta de coerência nos valores apresentados nos Quadros 4-4 e 4-7 do documento justificativo (Quadros V e IV do Projeto de Diretiva referente a 2025 e aos ajustamentos de 2024 e do final de 2023, respetivamente).

Em concreto, e apesar dos valores das contribuições dos centros eletroprodutores estarem corretos, alguns dos valores apresentados não estão coerentes com a desagregação apresentada.

Como exemplo, apresenta-se o caso da central hidroelétrica do Alqueva, com a desagregação nos dois centros electroprodutores – CH Alqueva I e CH Alqueva II.

No Quadro 4-4 do documento justificativo, relativo aos ajustamentos por centro electroprodutor (18 de novembro e 31 de dezembro de 2023), os valores da coluna “Juros<sub>2024</sub>” não correspondem aos juros calculados com base no valor da coluna do “Ajustamento de 2023 atualizado para 2024(sem juros de 2024)”. Isto é, a CH Alqueva I e a CH Alqueva II apresentam os valores de -3509 euros e 5363 euros, relativos aos Juros<sub>2024</sub>, respetivamente. Na verdade, estes valores deveriam ser iguais a 940 euros e 914 euros para que todos os valores apresentados nos referidos Quadros estivessem coerentes entre si.