

CONSULTA PÚBLICA 124

RELATÓRIO

Proposta de repartição do financiamento
dos custos com a Tarifa Social em 2025 e
ajustamentos de anos anteriores

SETOR ELÉTRICO



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

1	INTRODUÇÃO.....	2
2	SÍNTESE E PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS SOBRE A REPARTIÇÃO DO FINANCIAMENTO DOS CUSTOS COM A TARIFA SOCIAL EM 2025 E AJUSTAMENTOS DE ANOS ANTERIORES.....	5
2.1	Casos particulares identificados para os centros eletroprodutores	5
2.1.1	Produtores sem licença de exploração, que entraram em exploração ao abrigo do Decreto-Lei n.º 30-A/2022.....	5
2.1.2	Central da Tapada do Outeiro	6
2.1.3	Centros eletroprodutores com sobreequipamento ou híbridos e com reequipamento.....	8
2.2	Dados usados na repartição do financiamento dos custos com a tarifa social e consistência da informação	9
2.3	Metodologia de ajustamentos.....	14
3	SÍNTESE E PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS SOBRE OUTROS TEMAS SUSCITADOS NA CONSULTA.....	17
3.1	Modelo de financiamento da tarifa social	17
3.2	Repercussão pelos comercializadores das contribuições para o financiamento dos custos com a tarifa social e detalhes da fatura.....	23
3.3	Deveres de reporte.....	26

1 INTRODUÇÃO

Em 23 de outubro de 2024, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) lançou a [Consulta Pública n.º 124](#)¹ (CP 124) que incluiu: (i) uma proposta de diretiva sobre o ajustamento definitivo da repartição do financiamento dos custos com a tarifa social (TS) respeitantes ao período de 1 de janeiro a 17 de novembro de 2023, apurados ao abrigo do quadro legal anterior à publicação do Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro (na redação da Declaração de Retificação n.º 33/2023, de 22 de dezembro); e (ii) uma proposta de diretiva de repartição do financiamento dos custos com a TS, respeitantes ao ano de 2025 e ajustamentos provisórios do ano 2024 e do período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023, apurados ao abrigo do quadro legal em vigor. Os projetos de diretivas da ERSE foram acompanhados de um documento justificativo, que expôs as opções e fundamentos, nomeadamente nos seguintes temas: (i) pressupostos considerados na repartição do financiamento dos custos com a TS, designadamente sobre casos particulares identificados para os centros electroprodutores; (ii) a metodologia de cálculo do financiamento da TS, incluindo a metodologia dos ajustamentos de anos anteriores; e (iii) as transferências a realizar no ano de 2025.

Como mencionado no “Relatório da Consulta Pública n.º 119”², existem vantagens na realização das consultas públicas ao financiamento da TS em simultâneo com a apreciação da proposta anual de tarifas e preços de energia elétrica. Foi neste quadro, em paralelo com a submissão ao Conselho Tarifário, a 15 de outubro, da proposta de tarifas e preços de energia elétrica para 2025, que a ERSE realizou a Consulta Pública n.º 124, cuja receção de contributos e comentários terminou a 22 de novembro de 2024.

No capítulo 2 do presente relatório, sistematizam-se os contributos recebidos e a ponderação que a ERSE deles fez, agregados por temas principais objeto de comentários. Esta sistematização de temas inclui uma descrição geral dos comentários recebidos e a explicitação da decisão da ERSE, com a justificação às alterações ou à manutenção da proposta sujeita a consulta. Os temas sujeitos a consulta sobre os quais não foram recebidos comentários, não são apresentados neste documento.

No capítulo 3 do presente documento são ainda apresentados, de forma igualmente sistematizada, os comentários recebidos na consulta pública sobre temas que não tinham sido inicialmente incluídos na

¹ Nos termos conjugados do n.º 3 do artigo 199.º-D do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, com a redação atual, e dos artigos 121.º, 122.º e 124.º, n.º 1, alínea d) do Código do Procedimento Administrativo (CPA).

² https://www.erse.pt/media/vfmh4rrn/cp-119_rel%C3%B3rio.pdf

proposta da ERSE submetida a consulta pública, mas que, pela sua relevância, foram avaliados no presente relatório, nomeadamente:

- opções do modelo de financiamento da TS do setor elétrico em Portugal;
- repercussão pelos comercializadores das contribuições para o financiamento da TS e detalhes da fatura;
- deveres de reporte de informação.

Relativamente à proposta de diretiva sobre o ajustamento definitivo da repartição do financiamento dos custos com a TS ao abrigo do quadro legal anterior à publicação do Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro, apenas um participante apresentou comentários, nomeadamente sobre o modelo de financiamento vigente nesse período, que foi tratado no capítulo 3.1 deste documento.

Foram recebidos os Pareceres do Conselho Consultivo (CC) e do Conselho Tarifário (CT) e ainda os contributos das seguintes entidades participantes:

- ACCIONA Green Energy Developments, S.L. – Sucursal em Portugal (ACCIONA);
- Aquila Capital Corporate Services Portugal, S.A. (Aquila Group)
- Associação de Comercializadores de Energia no Mercado Liberalizado (ACEMEL);
- Associação Portuguesa das Empresas do Sector Eléctrico (ELECPOR);
- Associação Portuguesa dos Industriais Grandes Consumidores de Energia Eléctrica (APIGCEE);
- Cooperativa de distribuição de energia elétrica de Rebordosa (Aceler);
- Coopérnico, CRL (Coopérnico);
- EDP - Energias de Portugal, S.A. (EDP);
- EDP Comercial - Comercialização de Energia, S.A. (EDP Comercial);
- Eletricidade dos Açores, S. A. (EDA);
- Energy Means Life (EML) (Central da Tapada do Outeiro - Turbogás).

- E-REDES - Distribuição de Eletricidade, S.A. (E-REDES);
- FORTIA Energia S.L. (Fortia);
- GALP;
- Gold Energy – Comercializadora de Energia, S.A. (“Goldenergy”), empresa do Grupo Axpo Portugal, Unipessoal, Lda. (Goldenergy/Axpo);
- Grupo Águas de Portugal (AdP ENERGIAS);
- Iberdrola Clientes Portugal, Unipessoal, Lda. (Iberdrola);
- JAFPlus, Lda. (JAFPlus);
- MEGASA – Siderurgia Nacional - EPL S.A. (Megasa);
- REN – Rede Elétrica Nacional, S.A. (REN);
- SU Eletricidade, S.A. (SU Eletricidade);

Foram ainda apresentados comentários por duas entidades, que, por força da confidencialidade requerida, não serão identificados.

Os comentários recebidos, considerados para efeitos deste documento e da formação da decisão da ERSE, salvo os sujeitos a confidencialidade por menção expressa, são divulgados na íntegra no *site* da ERSE, salvaguardados os direitos das pessoas singulares no que diz respeito ao tratamento de dados pessoais.

A ERSE aprova as Diretivas n.º 14/2024 e n.º 15/2024 [numeração ERSE], que consagra no respetivo texto as alterações que decorrem da ponderação realizada e justificada no presente documento.

Agradece-se a participação de todos os interessados neste processo de consulta pública.

2 SÍNTESE E PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS SOBRE A REPARTIÇÃO DO FINANCIAMENTO DOS CUSTOS COM A TARIFA SOCIAL EM 2025 E AJUSTAMENTOS DE ANOS ANTERIORES

Neste capítulo, sintetizam-se os comentários recebidos sobre os pressupostos e dados utilizados pela ERSE na operacionalização do financiamento dos custos com a tarifa social, salientando-se os temas mais relevantes e comuns a várias entidades.

2.1 CASOS PARTICULARES IDENTIFICADOS PARA OS CENTROS ELETROPRODUTORES

2.1.1 PRODUTORES SEM LICENÇA DE EXPLORAÇÃO, QUE ENTRARAM EM EXPLORAÇÃO AO ABRIGO DO DECRETO-LEI N.º 30-A/2022

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Sobre os casos particulares de produtores sem licença de exploração descritos no documento justificativo, o **CT** e o **CC** manifestaram a sua concordância com os pressupostos adotados pela ERSE, de não fazer incidir o financiamento da TS em produtores que ainda não sejam detentores de uma licença de exploração válida, embora sem referir as especificidades do Decreto-Lei n.º 30-A/2022, de 18 de abril.

A **GALP** identifica o tema da existência de centros eletroprodutores que iniciaram a sua exploração industrial, ao abrigo das medidas de simplificação de procedimentos administrativos previstas no Decreto Lei n.º 30-A/2022, de 18 de abril, não tendo licença de exploração e não estando no regime experimental. Neste sentido, a **GALP** solicita a confirmação de que estes produtores não são elegíveis para o financiamento da TS, e que seja explicitamente mencionado o entendimento da ERSE sobre esta matéria nos documentos de fecho da CP 124.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

O critério de não incidência do financiamento da TS em produtores que não são detentores de licença de exploração é normativo e está estipulado na letra do artigo 199.º-B, n.º 3 do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, nos termos do qual “O montante resultante do disposto na alínea a) do número anterior é proporcionalmente alocado aos titulares dos centros eletroprodutores em função da potência de ligação, deduzida de 10 MVA, e do período para o qual o centro **disponha de licença de**

exploração, sempre que este período não corresponda à totalidade do período anual” (nosso destaque). A *contrario*, sempre que não exista licença de exploração o montante em causa não é alocado.

Não tendo o critério legal sido afastado pelo Decreto-Lei n.º 30-A/2022, as centrais em causa, como as demais, não estão sujeitas ao financiamento até que obtenham a licença de exploração. Com a melhor informação de que se dispunha à data de fecho dos cálculos, a aplicação deste critério na repartição do financiamento da TS de 2024 e 2025 assumiu, em termos previsionais, que estes produtores obterão a licença de exploração no prazo de 3 anos, após o início da injeção de energia na rede e depois de decorrido o período experimental, se aplicável, em linha com o previsto no n.º 3 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 30-A/2022. O Quadro 2-1 apresenta a data de início de financiamento da TS para os produtores em que o financiamento não corresponde à totalidade do período anual em algum dos anos em apreço neste processo (2023, 2024 e 2025).

2.1.2 CENTRAL DA TAPADA DO OUTEIRO

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

O **Grupo EDP** questiona a razão pela qual a central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro não foi considerada na sua totalidade para efeitos do financiamento dos custos da TS durante o ano de 2025. Segundo o grupo EDP, quer a central se mantenha em funcionamento ao abrigo do *Acordo*³, quer passe a atuar em regime de mercado, esta deveria contribuir para o financiamento da TS e só faria sentido excluí-la se existisse a possibilidade de vir a ficar fora de serviço. Neste âmbito destacam ainda que «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». Também a **ELECPOR** considera que a imputação do financiamento da TS à central da Tapada do Outeiro até 30 de junho de 2025 suscita reflexões estruturantes, notando que, sendo reconhecida como uma tecnologia de *backup* necessária para garantir a segurança do sistema elétrico, toma particular relevância a implementação de mercados de capacidade para que este tipo de ativos esteja instalado e disponível quando necessário para prestar o serviço.

³ Acordo de prestação transitória de serviços pela central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro.

Por fim, a **EML** refere que o custo a assumir pela Turbogás (Tapada do Outeiro) com a TS deverá ter reconhecimento para efeitos tarifários, nos termos do *Acordo*. Refere ainda que o período de vigência deste *Acordo*, ainda que admita duas prorrogações, será sempre manifestamente inferior ao período de aplicação da TS considerando, em particular, o período de ajustamentos. Assim, salienta a necessidade de rever o modelo de alocação dos custos apresentados na CP 124, na medida em que o pagamento dos custos de financiamento da TS alocados à Turbogás, em 2025, apenas lhe poderá ser exigido enquanto o *Acordo* estiver em vigor. Segundo a EML, após a cessação do *Acordo*, não se encontra previsto nenhum mecanismo através do qual possa recuperar diretamente os custos incorridos, nomeadamente através da repercussão do mesmo nas Tarifas do setor elétrico.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

Face à indefinição atual quanto ao desfecho e concretização do processo de concurso público a realizar para que a central da Turbogás passe a atuar em regime de mercado, o pressuposto adotado pela ERSE para definir o período de imputação do financiamento da TS no ano de 2025 suportou-se na melhor informação disponível à data da realização dos cálculos. Nota-se que, atualmente, apenas está assegurada a prorrogação do *Acordo* e das licenças de produção e de exploração da central da Tapada do Outeiro até 31 de março de 2025. Contudo, antevendo-se a necessidade de mais algum tempo para definir a solução definitiva para o futuro desta central e estando previsto no *Acordo* a possibilidade de uma segunda prorrogação até 30 de junho de 2025, considerou-se prudente assumir a sua ativação e, desse modo, a alocação do financiamento da TS à central nesse período. Para além desta data, existem maiores incertezas e a continuidade das licenças de produção e exploração da central da Tapada do Outeiro depende de uma atuação mais profunda e estruturada do Governo e da Direção-Geral de Energia e Geologia, independentemente da solução que vier a ser preconizada⁴.

Neste contexto, a decisão da ERSE foi de manter o pressuposto da Turbogás financiar a TS nos primeiros 6 meses de 2025, correspondente a duas prorrogações do *Acordo*, remetendo-se eventuais desvios a esta previsão para tratamento em sede de ajustamentos. Nesse tratamento, a ERSE assegurará a neutralidade financeira e a correta identificação de pagamentos ou devoluções referentes a obrigações fora do período do *Acordo*, que deixarão de ter incidência tarifária e cujo agente financiador poderá ser diferente do atual titular da central.

⁴ Quer seja a continuidade do *Acordo*, a realização de procedimento concorrencial para que a central atue livremente em mercado ou a sua desativação e substituição da capacidade de produção existente neste ponto por tecnologias diferentes.

2.1.3 CENTROS ELETROPRODUTORES COM SOBREEQUIPAMENTO OU HIBRIDIZADOS E COM REEQUIPAMENTO

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

O grupo **EDP** e a **ELECPOR** concordam com o esclarecimento prestado sobre o sobreequipamento e hibridização de centros eletroprodutores, referindo que devem ser os centros electroprodutores pré-existentes a determinar o enquadramento para os critérios de isenção do financiamento da TS. No entanto, o grupo **EDP** refere que no caso de reequipamento, a ERSE não realizou qualquer esclarecimento, considerando que os centros eletroprodutores reequipados, que se encontrem isentos do financiamento da TS, pelos critérios estabelecidos, devem apenas contribuir na componente que participa em mercado. Estes grupos deverão assim contribuir, na proporção da potência de ligação que exceda a potência de ligação inicialmente atribuída até ao máximo de 20%, ficando igualmente sujeita à dedução do valor de 10 MVA, assim como a energia que lhe esteja associada. O grupo **EDP** identifica ainda que a central fotovoltaica de Cerca (Reequipamento) se ligou à rede a 13/09/2023, iniciando nessa data o período de exploração em regime experimental, sem ter ainda a licença de exploração. Por este motivo, alerta para a necessidade de correção dos quadros relativos à repartição de financiamento da TS com a correspondente eliminação dos valores associados a esta central na componente de reequipamento.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

Nos casos de sobreequipamento ou de hibridização não existe uma alteração na potência de ligação, sendo os centros electroprodutores pré-existentes (fonte primária) a determinar o enquadramento para os critérios de isenção do financiamento da TS, de acordo com os critérios estabelecidos. Decorrente da solicitação do grupo **EDP**, a ERSE esclarece que já nos casos de reequipamento existe uma alteração na potência de ligação, até ao máximo de 20%, de acordo com a legislação aplicável, pelo que terá necessariamente impacto na incidência. Assim, considera-se que os critérios de isenção do financiamento da TS, aplicáveis aos centros electroprodutores pré-existentes (fonte primária), não determinam a isenção do financiamento do custo com a TS no que se refere ao adicional da potência de ligação, em consequência do reequipamento (fonte secundária). No entendimento da ERSE, apenas esta parcela da potência de ligação do reequipamento fica sujeita à obrigação do financiamento dos custos da TS, de acordo com as regras definidas para qualquer outro centro electroprodutor, caso não esteja enquadrado em nenhum dos critérios de isenção previstos no quadro legal em vigor. Foi esta a metodologia aplicada à central

fotovoltaica de Cerca (Reequipamento), considerando como data de início da sua contribuição o dia 13/09/2025, correspondente ao fim de 2 anos de período experimental (nos termos do artigo 32.º do Decreto-Lei n.º 15/2022 e do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 72/2022), data que é corroborada por informação disponibilizada pela DGEG, e considerando apenas o incremento de potência de ligação resultante do reequipamento e a energia que esta parcela do centro eletroprodutor produz.

2.2 DADOS USADOS NA REPARTIÇÃO DO FINANCIAMENTO DOS CUSTOS COM A TARIFA SOCIAL E CONSISTÊNCIA DA INFORMAÇÃO

Os dados e pressupostos utilizados pela ERSE nas variáveis relevantes para a alocação do financiamento da TS foram objeto de diversos comentários. Receberam-se propostas de melhoria, de esclarecimento e inclusão de nova informação que, após promovidas as devidas diligências, nomeadamente junto do gestor global do sistema, originaram o refinamento da informação utilizada na versão constante da CP 124.

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Sobre este tema, o **CT** propõe que no cálculo do ajustamento $t-1$ (ano 2024) a ERSE utilize a estimativa mais atual reportada pelos ORD no que respeita aos custos com a TS no Continente e Regiões Autónomas em 2024, aquando da publicação do exercício tarifário de 2025. Foi igualmente salientado pelo Conselho Tarifário que "(...) não dispõe dos dados em que a ERSE sustenta os valores propostos, nem lhe compete a sua conferição, pelo que não se pronunciará sobre os mesmos". Finalmente, em relação à dificuldade em apurar em definitivo a repartição do financiamento no período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023, o **CT** manifestou a sua preocupação sobre a falta de dados e consequentes distorções na repartição do financiamento da TS, que podem ter impactos financeiros significativos para os agentes.

O grupo **EDP** concorda com o alinhamento das repartições preconizado pela ERSE, com base nas configurações de ligação dos centros electroprodutores com diferentes pontos de ligação à RESP, mas 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).

O tema dos critérios de isenção do financiamento da TS foi identificado pela **ELECPOR** como não sendo claro, considerando a mesma que o documento em consulta não clarifica ou fundamenta as opções tomadas pela ERSE.

A **ELECPOR** e a **GALP** destacam ainda a mais valia da disponibilização pública e transparente, das alterações ocorridas no financiamento da TS relativa a 2023 e 2024, incluindo “(...) nomeadamente as entradas e saídas de centros electroprodutores, datas dessas alterações e o seu peso absoluto e relativo nesse financiamento”.

Por fim, a **Iberdrola** identificou uma incoerência na potência de ligação da central de Daivões utilizada no cálculo do financiamento da TS por esta central (deverá ser usada a potência aparente de 130 MVA).

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

A ERSE descreveu no documento justificativo, que acompanhou a CP 124, todos os pressupostos considerados na repartição do financiamento da TS, bem como o resultado da sua aplicação, nomeadamente no que respeita à repartição do financiamento dos custos com a TS relativos ao ano de 2025, ajustamentos provisórios de 2024 e ajustamentos referentes ao período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023, por centro electroprodutor e para o conjunto dos comercializadores.

A CP 124 é o segundo processo de definição da repartição do financiamento dos custos com a TS, no âmbito das regras definidas no Decreto-Lei n.º 104/2023. Neste sentido, já beneficiou de uma melhoria na qualidade da informação necessária à correta definição dos pressupostos que definem a repartição dos custos pelos respetivos agentes financiadores, também por força da publicação da Diretiva n.º 13/2024, de 8 de maio, relativa aos procedimentos de operacionalização do financiamento dos custos com TS. Como foi identificado no documento justificativo que acompanhou a CP 124, a falta de informação e/ou a qualidade da mesma, à data de lançamento da referida consulta, foram os motivos pelos quais não foram calculados os ajustamentos definitivos do financiamento da TS relativos ao período entre 18 de novembro e 31 de dezembro de 2023. Contudo, as interações ocorridas com a REN após o início da CP 124 permitiram obter alguns esclarecimentos e dados adicionais, nomeadamente os valores reais de energia injetada por produtores e a energia faturada por comercializadores no referido período, embora ainda não estejam certificados como previsto no Decreto-Lei n.º 104/2023 e na Diretiva ERSE n.º 13/2024.

Na sua proposta, a ERSE suportou-se na informação de caracterização do parque electroprodutor de que dispunha naquele momento, nomeadamente a recebida ao abrigo da Diretiva n.º 13/2024, tendo igualmente recorrido a informação complementar proveniente da DGEG para minimizar o risco de uma caracterização incorreta. A CP 124, conferiu uma possibilidade adicional de audição dos agentes envolvidos, contribuindo para a melhoria da operacionalização do financiamento da TS.

Face aos comentários recebidos, incluindo dados facultados por alguns agentes, e às diligências para aperfeiçoar a informação disponível, nomeadamente informação proveniente dos produtores, a ERSE procedeu a um conjunto de atualizações de dados e pressupostos face à proposta colocada na CP 124.

No que respeita à proposta do **CT** de utilizar, no cálculo do ajustamento t-1 (ano 2024), a estimativa mais atual reportada pelos ORD para os custos com a TS no Continente e Regiões Autónomas em 2024, aquando da publicação do exercício tarifário de 2025, a ERSE atendeu a essa preocupação e atualizou o montante total a financiar do ano t-1, o que originou um decréscimo do ajustamento t-1 face à proposta colocada na CP 124.

No que respeita à disponibilização dos dados que fundamentam a proposta de repartição do financiamento dos custos da TS, a ERSE procurou disponibilizar, no documento justificativo e nas propostas de Diretivas levadas a consulta, a informação relevante para os cálculos de que dispunha naquele momento, assim como identificar as dúvidas que subsistiam. Neste sentido, introduziu-se, este ano, um capítulo específico para os casos particulares em que, dada a natureza interpretativa das matérias, a ERSE fez questão de expressar explicitamente a sua interpretação sobre as mesmas, possibilitando assim a oportunidade de contraditório ou do esclarecimento pelos agentes participantes. Desta forma, a ERSE irá apurar junto do **CT** a informação de que necessita para ver esclarecidas todas as dúvidas que considere pertinentes.

Ainda no contexto da introdução de informação, a ERSE concorda com a sugestão da **ELECPOR** e da **GALP** de incluir "(...) as datas de entrada e saída de centros electroprodutores e o seu peso absoluto e relativo no financiamento", em benefício da maior transparência deste processo. Consequentemente, foram incluídos na Diretiva n.º 15/2024 [numeração ERSE] os fatores de ponderação que condicionam a potência de ligação deduzida de 10 MVA, e consequentemente a contribuição de cada centro electroprodutor, quando o financiamento da TS não corresponde à totalidade do período anual. Identificam-se no Quadro 2-1 as datas de entrada e saída, por centro electroprodutor, que condicionam o fator de ponderação nos anos 2023, 2024 e 2025. Esta informação beneficiou dos elementos recebidos no âmbito da CP 124.

Quadro 2-1 – Datas de entrada e saída dos centros eletroprodutores em regime de mercado e respetivo fator de ponderação, nos anos 2023, 2024 e 2025

Produtor	Ano	Potência de ligação (≥10MVA) MVA (a)	Data de efeito	Dias/Ano	Fator de ponderação (b)	Potência de ligação deduzida de 10 MVA (com fator ponderação) MVA (c) = (a-10)*(b)	Observações
CF Moura	2023	33	01/12/2023	31/365	0,08	1,9	Regime geral de remuneração a partir de 01/12/2023
CH Alto Tâmega	2024	180	18/04/2024	258/366	0,70	119,8	Lic. Expl. a 18/04/2024
CF Valpaços	2024	30	19/07/2024	166/366	0,45	9,1	Lic. Expl. a 19/07/2024
CF Alforgemel	2024	55	19/03/2024	288/366	0,79	35,3	Regime geral de remuneração a partir de 19/03/2024
CF BARCOS	2024	40	18/09/2024	105/366	0,29	8,6	Regime geral de remuneração a partir de 18/09/2024
CF Casal do Paul	2024	55	19/03/2024	288/366	0,79	35,3	Regime geral de remuneração a partir de 19/03/2024
CF Encarnado	2024	80	19/03/2024	288/366	0,79	55,3	Regime geral de remuneração a partir de 19/03/2024
RSU Valorsul	2024	63	01/07/2024	184/366	0,50	26,7	Regime geral de remuneração a partir de 01/07/2024
PE Vale Grande	2024	12	11/07/2024	174/366	0,48	1,1	Regime geral de remuneração a partir de 11/07/2024
CF Trindade	2024	11	06/08/2024	148/366	0,40	0,4	Regime geral de remuneração a partir de 06/08/2024
RSU LIPOR	2024	27	01/07/2024	184/366	0,50	8,5	Regime geral de remuneração a partir de 01/07/2024
CCGN Tapada do Outeiro	2025	1 182	30/06/2025	183/365	0,50	586,0	O CAE terminou a 29/03/2024. Funcionamento ao abrigo do "Acordo" até 30/06/2025
CF Albercas	2025	26	31/07/2025	154/365	0,42	6,5	Data prevista de Lic. Expl. a partir de 31/07/2025
CF Pereiro	2025	26	31/07/2025	154/365	0,42	6,7	Data prevista de Lic. Expl. a partir de 31/07/2025
CF S.Marcos	2025	45	31/07/2025	154/365	0,42	14,7	Data prevista de Lic. Expl. a partir de 31/07/2025
CF Viçoso	2025	44	31/07/2025	154/365	0,42	14,2	Data prevista de Lic. Expl. a partir de 31/07/2025
CF Cerca - Reequipamento	2025	28	14/09/2025	109/365	0,30	5,5	Data prevista de Lic. Expl. a partir de 14/09/2025
PE Passarinho	2025	13	01/07/2025	184/365	0,50	1,5	Regime geral de remuneração a partir de 01/07/2025
PE Seixinhos/Marão II	2025	10	01/12/2025	31/365	0,08	0,0	Regime geral de remuneração a partir de 01/12/2025
PE Penedo Ruivo/Marão I	2025	13	01/12/2025	31/365	0,08	0,3	Regime geral de remuneração a partir de 01/12/2025
PE Trandeiras	2025	18	01/02/2025	334/365	0,92	7,5	Regime geral de remuneração a partir de 01/02/2025
PE Serra da Capucha	2025	11	01/05/2025	245/365	0,67	0,5	Regime geral de remuneração a partir de 01/05/2025
PE Outeiro	2025	29	01/05/2025	245/365	0,67	12,5	Regime geral de remuneração a partir de 01/05/2025

Relativamente ao comentário da **ELECPOR** sobre o racional subjacente às isenções ao financiamento da TS, a ERSE esclarece que aplicou as regras definidas no artigo 199.º-A do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro. A ERSE espera que a inclusão da informação apresentada no Quadro 2-1, contribua para esclarecer as dúvidas apresentadas pela **ELECPOR**.

Por fim, a ERSE informa que tomou boa nota da informação fornecida pela **Iberdrola**, relativamente à potência da central de Daivões, assim como da sugestão do **grupo EDP** de melhoria da apresentação dos valores apresentados nos Quadros 4-4 e 4-7 do documento justificativo, referentes aos juros e aos ajustamentos de 2024 e 2023, tendo as mesmas sido consideradas na versão final da Diretiva n.º 15/2024 [numeração ERSE].

Deste modo, e sem prejuízo das atualizações de dados e de nova informação relevante recebida na CP 124, a ERSE manteve a arquitetura dos pressupostos considerados na proposta de Diretiva de Repartição. Assim, para 2025, a primeira repartição em função de energia entre agentes financiadores, 33,4% para produtores

e 66,6% para comercializadores, não sofre alterações substanciais, face à proposta colocada a consulta Pública, como se verifica no Quadro 2-2.

Quadro 2-2 - Resumo das transferências no âmbito da tarifa social a realizar em 2025

Transferências em 2025							
	Previsão energia 2025 (a)	Previsão financiamento TS 2025 (b)	Ajustamento provisório de 2024 (c)	Ajustamento do período de 18 nov a 31 dez de 2023 (d)	Transferências totais em 2025 (e)=(b)+(c)+(d)	Transferência mensal em 2025 (f) = (e)/12	Preço de financiamento em 2025 (g) = (e) / (a)
	MWh	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR/mês	EUR/MWh
Produtores	23 621 950 33,4%	41 476 092	1 125 438	1 086 420	43 687 950	3 640 662	n.a.
Comercializadores	47 127 242 66,6%	82 747 353	-5 634 911	995 345	78 107 788	n.a.	1,6574
Total	70 749 192	124 223 445	-4 509 472	2 081 765	121 795 737		

Já no que respeita ao financiamento da TS para 2025, regista-se uma revisão em baixa do seu valor, na ordem dos 10 milhões de euros, em resultado da atualização da previsão do número de beneficiários deste apoio para 2025. O valor colocado na CP 124 foi de 134,5 milhões de euros, sendo revisto para 124,2 milhões de euros, conforme Quadro 2-2.

Relativamente aos ajustamentos do financiamento da TS, respeitantes ao período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023, verifica-se uma ligeira alteração da proporção de energia entre os produtores e os comercializadores, decorrente da alteração de informação recolhida nesta consulta e de informação complementar prestada pelo GGS relativamente aos centros electroprodutores (ver Quadro 2-3).

Quadro 2-3 – Resumo dos ajustamentos do financiamento da tarifa social, respeitantes ao período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023

Ajustamento relativo ao ano de 2023 (18 de novembro a 31 de dezembro)							
Previsão 2023 (Diretiva 14/2024)		Valores de 2023 a incluir no financiamento de 2025					
Previsão energia 2023 (a)	Previsão financiamento TS 2023 (b)	Energia 2023 (c)	Financiamento TS 2023 (d)	Ajustamento 2023 atualiz. para 2024 (sem juros 2024) (e) = (d) - (b)	Juros de 2024 (f)=(e)*(12024_12025)	Ajustamento 2023 a repercutir em 2025 (com juros) (g) = (e)+(f)	
MWh	EUR	MWh	EUR	EUR	EUR	EUR	
Produtores	3 128 326 36,1%	5 342 237	3 556 244 38,0%	6 388 532	1 046 296	40 124	1 086 420
Comercializadores	5 532 781 63,9%	9 448 319	5 793 112 62,0%	10 406 904	958 585	36 761	995 345
Total	8 661 107	14 790 556	9 349 356	16 795 436	2 004 880	76 885	2 081 765

Enquanto na proposta colocada a consulta a energia injetada pelos produtores representava 39,5% da energia total, e a faturada pelos comercializadores 60,5%, após a alteração da data de início e de fim do regime de isenção de um produtor, a energia injetada pelos produtores passa a representar um peso de 38,0% e a faturada pelos comercializadores 62,0%.

No que respeita ao ano de 2024, os ajustamentos provisórios do financiamento da TS (ver Quadro 2-4) alteram-se, em relação aos valores apresentados na consulta, maioritariamente pelo ajustamento em alta do montante total de financiamento em 2024, na ordem dos 2,8 milhões de euros, totalizando agora 132,2 milhões de euros. Novamente, esta alteração decorre da atualização dos montantes definidos para o financiamento da TS em 2024 apresentados no documento de “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025” e em linha com o comentário do CT de atualização dos valores.

Quadro 2-4 – Resumo dos ajustamentos provisórios do financiamento da tarifa social, respeitantes ao ano de 2024

Ajustamento provisório relativo ao ano de 2024							
Previsão 2024 (Diretiva 14/2024)		Estimativa de 2024 a incluir no financiamento de 2025					
Previsão energia 2024	Previsão financiamento TS 2024	Estimativa energia 2024	Estimativa financiamento TS 2024	Ajustamento provisório 2024 (sem juros 2024)	Juros de 2024	Ajustamento 2024 a repercutir em 2025 (com juros)	
(a)	(b)	(c)	(d)	(e) = (d) - (b)	(f) = (e) * (1/2024_12025)	(g) = (e) + (f)	
MWh	EUR	MWh	EUR	EUR	EUR	EUR	
Produtores	22 587 013	24 511 635	45 530 635	1 083 873	41 565	1 125 438	
	32,6%						
Comercializadores	46 781 345	46 637 464	86 629 608	-5 426 799	-208 112	-5 634 911	
	67,4%						
Total	69 368 358	71 149 099	132 160 243	-4 342 926	-166 546	-4 509 472	

Os quadros detalhados por produtor e por ano encontram-se no anexo à Diretiva n.º 15/2024 [numeração ERSE], que publica a repartição final do financiamento dos custos com a TS, respeitantes aos períodos em apreço.

2.3 METODOLOGIA DE AJUSTAMENTOS

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

O CC e a REN reconhecem que, num contexto de desvios de faturação aos comercializadores, a neutralidade financeira do Gestor Global do Sistema (GGS) está garantida, com a metodologia definida pela ERSE. Referem que, o reconhecimento por parte da ERSE destes desvios de faturação na TS aos

comercializadores, mesmo que passados dois anos, em sede de ajustamento definitivo de t-2, acrescidos dos respetivos juros, permite eliminar o risco que poderia surgir face à faturação dos Operadores de Rede de Distribuição (ORD) ao GGS.

Relativamente à aplicação de juros, a **Acciona** e a **Aquila Group** consideram que a sua aplicação relativamente a uma obrigação que não é incumprida e que não está vencida no momento de publicação das Diretivas é incompreensível, gravosa, desproporcional e desprovida de sentido, independentemente da sua fundamentação no Regulamento Tarifário.

A **EDA** destaca que o Operador de Rede de Transporte (ORT) tem efetuado um esforço de regularização de valores pendentes relativos à TS de anos anteriores junto do ORD. No entanto, apesar desta evolução positiva, a **EDA** refere que o ORT não regulariza, de forma atempada, os montantes em dívida, continuando a **EDA** a suportar parcialmente os custos com o financiamento da TS na Região Autónoma dos Açores (RAA). Neste contexto, a empresa faz referência ao n.º 2 do artigo 199.º-E do Decreto-Lei 15/2022, na redação dada pelo Decreto-Lei 104/2023, que indica que enquanto os agentes financiadores não procederem ao pagamento dos valores da TS imputados, os montantes em incumprimento são suportados, temporariamente, pelo ORT.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

No que respeita à neutralidade financeira do GGS decorrente deste modelo de financiamento, a ERSE congratula-se que solução definida tenha respondido às preocupações identificadas pelo **CT**, **CC** e pela **REN** na Consulta Pública n.º 119 (CP 119). Com este modelo, a ERSE pretendeu não só assegurar que os desvios de faturação dos comercializadores impactem unicamente nestes últimos, qualquer que seja o sentido dos desvios, bem como mitigar o montante acumulado ao longo do tempo no GGS, para valores tendencialmente nulos. A ERSE dá nota de que pretende fazer uma monitorização anual dos desvios de faturação de modo a assegurar a eficácia da metodologia ao longo do tempo e a efetiva neutralidade financeira para o GGS.

Como já tinha sido referido no relatório da CP 119 e em resposta aos comentários da **Acciona** e da **Aquila Group** sobre a aplicação de juros, a ERSE esclarece que os juros aplicados aos ajustamentos dos anos de 2023 e 2024, não se tratam de juros de mora, mas sim de juros regulatórios que atualizam os valores de 2023 e de 2024 para 2025. Esta é a única forma de assegurar a neutralidade financeira para todos os agentes.

Os juros regulatórios, por estarem previstos no Regulamento Tarifário (RT), são do conhecimento de todos os agentes do setor e assumem uma materialidade acentuadamente inferior à dos juros moratórios, assegurando apenas a neutralidade financeira setorial.

Ainda no contexto dos juros regulatórios, a ERSE esclarece que (i) a taxa de juro definitiva a aplicar aos montantes entre 18 de novembro e 31 de dezembro de 2023 é de 4,369% e que (ii) a taxa de juro a aplicar aos montantes de 2024 é de 3,835%. Esta taxa é calculada nos termos do RT em vigor e corresponde à soma da Euribor a 12 meses, entre (i) 1 de janeiro de 2023 e 31 de dezembro de 2023 (3,869%), com o *spread* relativo a 2023 (0,5%) e (ii) 1 de janeiro de 2024 e 15 de novembro de 2024 (3,285%), com o *spread* relativo a 2024 (0,45%). Tal como referido, o *spread* corresponde ao valor que permite a neutralidade financeira na recuperação dos ajustamentos pelas empresas (ou pelo Sistema Elétrico Nacional), obtido através da comparação das *yields* das empresas do setor elétrico (REN e EDP) com a evolução das Euribor a 12 meses, tendo como referência a evolução das condições financeiras nos anos de ajustamento. O valor do *spread* encontra-se devidamente justificado no documento de “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2025 empresas reguladas do setor elétrico”.

Sobre o comentário apresentado pela **EDA** relativamente à necessidade dos fluxos de financiamento da TS, entre os agentes financiadores e o GGS, serem desacoplados dos fluxos que o GGS tem de efetuar para os ORD, a ERSE lembra que estes últimos correspondem aos montantes indicados nas Diretivas da ERSE, de acordo com o Regulamento de Relações Comerciais (artigo 315.º) em vigor (ou no artigo equiparado de anteriores versões deste regulamento). Adicionalmente, a posição da ERSE, anteriormente expressa e que aqui se reitera, é de que *“Relativamente aos montantes em falta decorrentes de incumprimentos dos produtores, cabe ao operador de rede de transporte promover a sua cobrança, com os respetivos juros, para a totalidade dos anos decorridos entre a notificação da liquidação e a data em que o pagamento ocorrer.”*. Importa ainda esclarecer que apenas os montantes exigíveis desde 18 de novembro de 2023 estão ao abrigo do artigo 199.º-E do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 104/2023, e como tal poderão ter de ser suportados provisoriamente pelo operador da RNT.

Contudo, a publicação das Diretivas n.º 1/2024 e n.º 14/2024 deverá permitir a regularização dos montantes a que a EDA se refere até ao final do ano de 2024.

3 SÍNTESE E PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS SOBRE OUTROS TEMAS SUSCITADOS NA CONSULTA

O presente capítulo enuncia os comentários recebidos na consulta pública que, pela sua natureza, não provocam alterações concretas à proposta do financiamento dos custos com a TS colocada a Consulta Pública pela ERSE, entendendo-se, no entanto, que beneficiam de uma resposta dedicada com o objetivo de clarificar a posição da ERSE.

3.1 MODELO DE FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

O tema do modelo de financiamento dos custos com a TS foi o que mereceu mais comentários, tendo sido comentado pela quase totalidade das entidades participantes, pese embora não fosse explicitamente alvo da CP 124.

O CT, o CC, a ACELER, a ACCIONA, a AdP Energias, a APIGCEE, a Aquila Group, o grupo EDP, a ELECPOR, a FORTIA, a Iberdrola, a JAFPLUS, a MEGASA e a REN partilham da consideração de que o financiamento dos custos com a TS deveria ser feito pelo orçamento de Estado ou por verbas da Segurança Social, instando a ERSE a promover junto do Legislador a alteração do seu modelo de financiamento. O CC defende ainda uma revisão do atual modelo de financiamento, com vista à implementação de uma solução que garanta o cumprimento das diretrizes europeias.

A ACCIONA e a Iberdrola defendem que o financiamento deveria incluir necessariamente outros agentes, como os ORD e o ORT, por forma a assegurar-se a plena aplicação do princípio da não-discriminação, aludindo que esta foi a opção levada a cabo pelo legislador espanhol em 2022.

É ainda referido pela ACCIONA que a operacionalização do financiamento da TS com recurso à proporção da energia da RESP utilizada pelos agentes de mercado traz mais custos a nível de sistemas de operações para os comercializadores de energia elétrica. Como forma de minimização destes custos, sugere a eventual introdução de um critério bonificado que esteja diretamente relacionado com a produção e comercialização de energia elétrica através de fontes de energia renovável ou com a posse de garantias de origem. Ainda neste contexto, a ACCIONA, a APIGCEE e a Coopérnico identificam que deveria existir uma

maior equidade entre a parcela correspondente aos produtores de energia elétrica e a parcela correspondente aos comercializadores de energia.

Adicionalmente, a **ACEMEL** e a **Coopérnico** identificam que se mantém a isenção dos produtores contemplados no artigo 199.º-A do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, o que origina discrepâncias no financiamento, destacando que não existem comercializadores isentos, ao contrário do que acontece com os produtores. Por fim, a **ACEMEL** considera ainda que há um excesso de ingerência governamental no mercado pela aplicação deste custo social através dos comercializadores e produtores, solicitando à ERSE um posicionamento mais claro sobre esta matéria.

No contexto dos critérios de isenção, a **ELECPOR** e a **Iberdrola** fazem referência específica aos “titulares de instalações de armazenamento, com recurso a baterias, para injeção a montante na rede, nos termos da regulamentação a aprovar pela ERSE” e que o quadro legal não considerou a bombagem como um sistema de armazenamento. Consideram que os sistemas de armazenamento por baterias e por bombagem, apesar de terem características diferentes, têm funções iguais para o sistema, complementando-se. Assim, defendem o cálculo da contribuição para a TS com base na energia líquida das centrais hidroelétricas, isto é, energia produzida menos a energia consumida para bombagem. Por fim, a **Iberdrola** identifica como discriminatório os casos da hibridização de (i) um sistema de armazenamento por bombagem (fonte primária) com outra fonte de produção de energia renovável (fonte secundária) e de um (ii) sistema de armazenamento por baterias (fonte primária) com outra fonte de produção de energia renovável (fonte secundária). Referem que, enquanto no primeiro caso a energia da fonte secundária de energia é contabilizada no montante financeiro a suportar pelo produtor, no segundo caso a energia produzida pela fonte secundária não sendo contabilizada, constitui um fator discriminatório.

Ainda no que se refere aos critérios de isenção, a **APIGCEE**, a **FORTIA** e a **MEGASA** propõem a isenção do custo da TS para os consumidores eletrointensivos, em consonância com as diretivas de auxílios estatais da União Europeia, uma vez que são altamente sensíveis ao preço do fornecimento e encontram-se em desvantagem em relação a concorrentes europeus que possam beneficiar de isenções. A **JAFPLUS** sugere a isenção de 7 200 MWh nos Comercializadores ou, em alternativa, abranger todos os produtores de eletricidade.

A **Aquila Group** considera que são violados os princípios da legalidade e da tipicidade da lei fiscal, uma vez que os elementos essenciais da obrigação de financiamento não foram definidos por lei da Assembleia da República ou decreto-lei autorizado. Mas também porque não se encontram definidos, com rigor, em nenhum instrumento que permita aos agentes financiadores prever com segurança o montante dos custos

que terão de suportar. Adicionalmente, defende que este modelo ofende o Direito da União Europeia (UE), acrescentando que a determinação do valor da contribuição de cada agente financiador para o custo da TS não se encontra claramente definido na lei. Tal valor é definido em diretivas aprovadas e publicadas pela ERSE e não é de fácil verificação, já que a determinação depende de vários fatores, não assentando em critérios claros, objetivos e transparentes, sendo, nessa medida, contrário ao Direito europeu. Também a **Iberdrola** defende que o atual modelo de financiamento contraria os princípios do Direito da UE e do Direito Nacional, referindo que se trata de um tributo.

A **Aquila Group** evidencia que a utilização da potência de ligação como critério de repartição, entre produtores, penaliza as centrais com poucas horas de funcionamento (períodos alargados de inatividade no ciclo de operação), transformando este financiamento num custo fixo. No mesmo contexto, o grupo **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. Sugerem que a 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, i.e., com base nos valores de energia e através de uma repartição com um termo variável em €/MWh.

A **Iberdrola** mantém a sua posição de oposição ao modelo de Tarifa Social que foi repercutido apenas nos produtores até dia 17 de novembro de 2023, de acordo com o Decreto-Lei n.º 15/2022, devido ao seu cariz discriminatório, sobre o qual se pronunciou na Consulta de Interessados n.º 9/2022 e na CP 119.

A **JAFPLUS** manifesta preocupação face aos elevados valores a financiar (136 milhões de euros), com a obrigação dos comercializadores financiarem a maior percentagem dos custos com a TS.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

A respeito deste comentário efetuado pela generalidade dos participantes da consulta pública, importa começar por reiterar que a ERSE não pode, por via regulamentar, alterar o quadro legal estabelecido para o financiamento da TS. No quadro da presente consulta, a ERSE cinge-se à necessária concretização dos termos de repartição dos custos de financiamento da TS que a lei lhe atribui expressamente.

Adicionalmente, refira-se que a discussão do modelo de financiamento seguido na repartição dos custos do financiamento da TS diverge, conceptualmente, do que se referiu quanto à necessária aplicação do quadro legal em vigor que antes se mencionou. Na verdade, a respeito do modelo legal adotado, importa remeter para a resposta já apresentada no relatório à CP 119, onde refere que em 2019 a ERSE apresentou

um estudo⁵ sobre modelos alternativos de financiamento da TS de eletricidade que avaliou as consequências decorrentes dos mecanismos de aplicação e dos agentes que suportam os custos, direta ou indiretamente. Neste, a ERSE concluiu que «em termos de impacto sobre o consumidor, a opção mais relevante é entre a utilização de recursos públicos no financiamento da medida ou a sua socialização no setor elétrico, caso em que, de modo direto ou indireto, tem repercussão nas faturas a pagar pelos consumidores.». Referiu ainda que o modelo de financiamento através de recursos públicos, com origem no Orçamento de Estado ou na Segurança Social, não impacta a atividade económica dos agentes do setor, sendo neutro para o mercado em todas as fases da cadeia de valor, bem como potencia o efeito de redistribuição de rendimentos associado ao financiamento da TS, evitando a penalização dos consumidores não beneficiários. Por outro lado, a ERSE refere que o «financiamento dos operadores de rede (que suportam o desconto da TS no acesso às redes) por recursos públicos externos ao setor pode aumentar o risco financeiro se essas transferências não se processarem como previsto». Em várias circunstâncias, a ERSE tem remetido para este estudo.

No plano da equiparação entre tecnologias de armazenamento a baterias ou por bombagem, em particular na exclusão da energia injetada na rede por instalações de armazenamento a bombagem, a partir de carregamento efetuado a partir da RESP, deve-se destacar que a isenção prevista na alínea c) do n.º 1 do Artigo 199.º-A do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 104/2023, é restrita aos titulares de instalações de armazenamento com recurso a baterias, limitando-se a ERSE a aplicar as regras nele definidas.

Neste âmbito, importa destacar que a isenção equivalente para a bombagem é de difícil operacionalização, uma vez que as compras de energia para consumo de bombagem são efetuadas por unidades de mercado específicas, no referencial de mercado, sem integrar o perímetro de energia afeto à comercialização (que é potencialmente distinto do que sucede para o armazenamento). Deste modo, a consagração da isenção para a produção por bombagem é, atualmente, inexecutável. Adicionalmente, em termos operacionais, a exclusão da energia injetada proveniente da bombagem, implicaria um acréscimo no montante a financiar pelos comercializadores, via 1.ª repartição, sem que exista um suporte legal claro a esta decisão.

Desta forma, todo e qualquer comentário relativo a sugestões de novos critérios de isenção quer para produtores, quer para comercializadores, ou mesmo sobre qualquer outra solução que altere as regras

⁵ <https://www.erse.pt/media/jaffqy4i/estudo-sobre-o-financiamento-da-tarifa-social-de-eletricidade.pdf>

atuais de repartição dos custos de financiamento com a TS, entre produtores e comercializadores, presentemente, é inepta, uma vez que as regras são as definidas no referido Artigo 199.º-A.

É referido pelo **Aquila Group** que o montante dos custos que terão de suportar não se encontra definido, com rigor e em nenhum instrumento que permita aos agentes financiadores a previsão dos mesmo com segurança. Sobre esta matéria a ERSE esclarece que quer no documento que acompanhou a CP 124, quer no anexo à Diretiva aplicável são apresentados os valores das transferências mensais a realizar durante o ano de 2025, discriminado por centro electroprodutor, assim como o preço médio aplicável aos comercializadores em 2025. Por outro lado, todos os parâmetros referentes ao financiamento da tarifa social são públicos e auditáveis, designadamente: (i) o número de beneficiários da TS, com consequências no montante anual a financiar; (ii) a produção dos centros eletroprodutores elegíveis para o financiamento; e (iii) os fornecimentos anuais dos comercializadores. Desta forma, a ERSE não pode reconhecer estarmos perante uma situação de inexistência de previsibilidade dos custos a incorrer.

É ainda referido pela **Aquila Group** que o valor não é de fácil verificação, já que a sua determinação depende de vários fatores, não assentando em critérios claros, objetivos e transparentes. Ora, sobre esta matéria, além do já exposto que afasta tal argumentário, a ERSE lembra que as regras que enquadram este processo são definidas no Decreto-Lei n.º 104/2023, tendo descrito no documento justificativo, que acompanhou a CP 124, todos os pressupostos considerados na repartição que foi apresentada, bem como o resultado da sua aplicação, publicando a informação que é relevante para o cálculo da repartição entre os agentes financiadores. A realização da presente consulta pública é prova da postura da ERSE no que respeita à transparência, atendendo a que, toda informação de que a ERSE dispunha, assim como as dúvidas que subsistiam sobre a mesma, foram claramente identificadas nesta consulta, possibilitando assim a oportunidade de contraditório, esclarecimento pelos agentes participantes ou de envio de informação pertinente que acrescente valor ao processo.

Por último, o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, prevê a revisão periódica do regime da TS (artigo 293.º) pela DGEG, em articulação com a ADENE e ouvida a ERSE, a cada quatro anos, a contar a partir da data da entrada em vigor deste Decreto-Lei. Em devido tempo e mediante coordenação das entidades envolvidas, uma revisão desta natureza será sujeita a consulta pública.

Complementarmente, a ERSE tem colaborado no aperfeiçoamento do atual modelo, bem como envidado esforços para operacionalizar a repartição do financiamento de acordo com o princípio de proporcionalidade e critérios claramente definitos, transparentes, não discriminatórios e verificáveis.

Sobre a manifestação de oposição da **Iberdrola** à proposta do financiamento dos custos com a TS que foi repercutido apenas nos produtores até dia 17 de novembro de 2023, de acordo com o Decreto Lei n.º 15/2022, devido ao seu alegado cariz discriminatório, a ERSE informa que toma boa nota da sua posição, remetendo a sua resposta plena para o documento de “Fundamentação da decisão na Consulta de Interessados n.º 9/2022”. No entanto, desse documento, a ERSE destaca que “(...) O procedimento administrativo, habilitado normativamente, culmina com uma concreta decisão da ERSE, que fixa as transferências individualizadas devidas por cada um dos centros electroprodutores à entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT) e define a forma de tratamento individualizado de ajustamentos devidos relativamente a anos anteriores.” e por isso “(...) a decisão a tomar pela ERSE é um ato administrativo e que, em consequência, o procedimento administrativo foi plenamente respeitado, nos termos dos artigos 120.º e 121.º do Código do Procedimento Administrativo.”. Acresce que não se pode reconhecer que o critério legal aplicável ao tempo fosse discriminatório, uma vez que era entendido que suportava os custos da tarifa social quem estava em melhores condições de o fazer. Recorde-se que o pagamento da tarifa social deve ser perspectivado no quadro dos benefícios com a abertura do mercado e, em especial, com o regime (pecuniário) de vantagem – a garantia de potência ao investimento – de que a Iberdrola beneficia, seguindo o identificado sobre a matéria pelo Conselho Consultivo da Procuradoria Geral da República, no Parecer P00039/2012⁶.

Por fim, e no contexto da preocupação manifestada pela **JAFPLUS** face aos elevados valores a financiar (cerca de 2/3 de 136 milhões de euros) com a TS, a ERSE informa que, apesar de em termos percentuais não existirem alterações significativas de contribuição entre os produtores e os comercializadores, resulta desta alocação um preço médio final aplicável aos comercializadores de 1,6574 Eur/MWh, bastante inferior ao valor de 2,8930 Eur/MWh aplicado entre abril e dezembro de 2024. Adicionalmente, a ERSE destaca que a lista de comercializadores de mercado livre e de último recurso apresentada no documento justificativo é a lista de comercializadores sobre os quais recai a obrigação de financiamento da TS, a qual exclui os CUR BT e os comercializadores do mercado livre que a montante adquiram toda a sua energia faturada a outro comercializador, de modo a evitar uma dupla contabilização na repartição do financiamento da TS, nos termos do n.º 6 do Artigo 199.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 104/2023.

⁶ Cfr. Parecer P00039/2012, votado a 21-03-2013. Disponível *online*:
<https://www.dgsi.pt/pgrp.nsf/f1c56ced3fdd9f802568c0004061b6/f71d2b1c7e855a6480257aa7003c18f8?OpenDocument>.

3.2 REPERCUSSÃO PELOS COMERCIALIZADORES DAS CONTRIBUIÇÕES PARA O FINANCIAMENTO DOS CUSTOS COM A TARIFA SOCIAL E DETALHES DA FATURA

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A **ACEMEL** a **AdP Energias** e a **APIGCEE** destacam que a proposta de Diretiva se mantém omissa relativamente à faturação do custo com a tarifa social por parte dos comercializadores. No caso da **ACEMEL** destacam que esta abordagem por parte da ERSE não está conforme às normas europeias no que diz respeito à transparência de informação a ser prestada aos consumidores. Deste modo, por forma a permitir à ERSE atuar com o intuito de proteger os direitos dos consumidores, a empresa considera fundamental uma pronúncia da ERSE sobre a importância de desagregar o montante pago referente à tarifa social na fatura.

A **AdP Energias** reclama a não repercussão junto das suas empresas operacionais, ou seja, as que asseguram a provisão dos serviços de abastecimento público de água e ou saneamento de águas residuais urbanas, dos custos com o financiamento da TS de eletricidade, designadamente pelo impacto tarifário que daí adviria para os consumidores finais dos referidos serviços urbanos de águas. Referem que o financiamento deste custo tem um impacto muito substancial, ou seja, um gasto a repercutir nas tarifas dos serviços de águas por um setor cujas infraestruturas são elevadamente consumidoras de energia.

A **APIGCEE** salienta que a maioria dos comercializadores opta por um *pass-through* integral deste custo para os consumidores. A associação de consumidores industriais, afirma que os seus associados têm consumos anuais da ordem dos 5,3 TWh, o que corresponde a um incremento na fatura de eletricidade da ordem de 9,3 milhões de euros. Este impacto acumula com o atual elevado preço da energia elétrica e correspondentes custos regulados associados. Deste modo, a associação considera que é da competência da ERSE limitar um eventual *pass-through* dos encargos com a tarifa social aos clientes eletrointensivos, sob risco de se provocar um agravamento da competitividade da grande indústria nacional. Neste contexto, a **APIGCEE** destaca que a regulamentação europeia prevê que para os consumidores intensivos de energia os Estados-Membros possam conceder reduções das taxas de financiamento das tarifas sociais.

A **Acciona** e a **Coopérnico** entendem que a ERSE deverá clarificar de que forma (e formato) a inserção do custo referente ao financiamento da tarifa social deve constar na fatura periódica emitida pelos comercializadores.

A **Coopérnico** assinala que a entrada em vigor da Diretiva de repartição dos custos com a tarifa social deveria permitir que os comercializadores conseguissem avisar os clientes com uma antecedência de 30 dias, ao contrário do que se verificou com a Diretiva que resultou da CP 119.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

A respeito da repercussão dos custos de financiamento da TS aos clientes finais, entende a ERSE dever recordar, que a regulamentação aprovada visou operacionalizar a repartição dos custos de financiamento da TS entre os agentes financiadores. Em consequência, a repercussão desses mesmos custos a jusante desses agentes não é objeto desta regulamentação, não pretendendo a ERSE proceder a uma normalização dos relacionamentos comerciais com os clientes finais, que vai além do que estabelece o próprio quadro regulamentar para as demais rúbricas.

Importa reconhecer e ter presente que, não apenas a questão da repercussão a jusante dos agentes financiadores se coloca tanto para produtores como para comercializadores, como nos segundos a abordagem que cada agente pretenda concretizar possa ser diferenciada em função da forma como haja construído a sua oferta comercial. Sem prejuízo disto, os comercializadores estão e continuarão a estar vinculados a obrigações de transparência comercial para com os seus clientes, incluindo quanto ao conteúdo da fatura, assim como à justificação dos valores que dela constam. Não existe, assim, a pretensa omissão de normas a este respeito, nem ainda o alegado conflito com normas europeias sobre transparência comercial.

Acresce que a ERSE entende, como já antes mencionado e referido nos comentários de fecho da CP 119, que os custos associados com o financiamento da TS não devem e não podem oferecer confundibilidade com os encargos do acesso às redes. De resto, esta abordagem - de não confundibilidade das diferentes rúbricas - é a que tem sido seguida pela ERSE com outros custos suportados pelos comercializadores (custos com desvios e balanço de sistema), que estão obrigatoriamente associados à rúbrica da energia veiculada pelo comercializador e, nessa medida, exteriores à tarifa de acesso às redes.

Por outro lado, é também relevante considerar que a estrutura organizativa e administrativa dos comercializadores que atualmente atuam em mercado é diversa e não necessariamente habilitada a um tratamento homogêneo do tema no mesmo instante temporal. Razão pela qual, com a determinação de regras específicas quanto à obrigação e formato de explicitação de encargos na fatura, se poderia estar a impor um custo de adaptação administrativa que poderia resultar em efeitos indesejáveis junto da atividade de comercialização, potencialmente penalizando os operadores de mais reduzida dimensão, que,

comumente observam maior dificuldade de diluição de encargos de base fixa (como são os custos de adaptação de sistemas de faturação ou mesmo de processamento administrativo).

Finalmente, e a respeito da sugestão de inibição regulamentar da repercussão avançada pela **AdP Energias** e pela **APIGCEE**, entende a ERSE que, além do antes referido sobre o propósito central da regulamentação, não se vislumbra no quadro legal habilitante qualquer norma que possa sugerir uma diferenciação dos clientes finais quanto ao uso da energia consumida ou mesmo ao volume de energia elétrica consumida, de modo a limitar qualquer eventual repercussão que os comercializadores entendam praticar, que, de resto, não é certa que aconteça para todos os clientes ou, pelo menos, nos mesmos termos.

Por fim, a **Coopérnico** sugere que a entrada em vigor da Diretiva de repartição dos custos com a tarifa social deveria permitir que os comercializadores conseguissem avisar os clientes com uma antecedência de 30 dias, ao contrário do que se verificou com a Diretiva que resultou da CP 119. Sobre este tema a ERSE relembra que o processo anterior relativo ao financiamento dos custos com a TS em 2024, foi condicionado pela data de publicação do Decreto-Lei n.º 104/2023, a 17 de novembro de 2023. Adicionalmente, e atendendo ao calendário necessário à sua operacionalização (elaboração de proposta, realização de consulta pública, análise de comentários e encerramento da consulta com a publicação das Diretivas), não foi possível a sua aplicação no início do ano de 2024. No entanto e como foi referido no relatório da CP 119, a intenção da ERSE era de fazer coincidir os respetivos processos tarifários anuais com os processos subsequentes relativos ao financiamento da TS. Este objetivo foi cumprido com a concretização da CP 124. No entanto e atendendo (i) aos processos que ainda são necessários até à concretização do processo do financiamento dos custos com a TS para 2025 (análise de comentários e encerramento da consulta com a publicação das Diretivas), e (ii) ao calendário de fixação das tarifas para o ano de 2025, os 30 dias sugeridos pela **Coopérnico** não são viáveis (30 dias até ao início do mês de janeiro). Espera-se, contudo, que a publicação da Diretiva n.º 15/2024 [numeração ERSE] ocorra o mais próximo do dia 15 de dezembro de 2024, facultando assim o máximo de dias possível de antecedência até ao final do ano, para que os comercializadores avisem os seus respetivos clientes. Se considerarmos que a faturação do mês de janeiro de 2025 ocorre durante o mês de fevereiro de 2025, o pré-aviso de 30 dias mencionado pela **Coopérnico** é viável. Importa lembrar que, na presente data, a comunicação referida pela **Coopérnico**, quando pretendida pelo comercializador a explícita repercussão dos custos que suporta nos seus clientes finais, se efetua não já no seu valor global mas antes pelo valor diferencial entre o que se apurou e aplicou (e, sendo o caso, se comunicou aos clientes finais) em 2024 e aquele que agora se estima para 2025, tendo, pois, uma materialidade substancialmente diversa da inicial.

3.3 DEVERES DE REPORTE

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Sobre os deveres de reporte, o **CT** manifesta preocupação sobre a falta de dados, pois ao estar dependente de mecanismos de reporte que se têm verificado incompletos, são geradas “distorções na repartição dos custos com impactos financeiros significativos para os agentes”, no apuramento definitivo da repartição do financiamento no período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023. Neste contexto, recomenda a reavaliação dos mecanismos de reporte de informação, de forma a simplificar o processo e, por conseguinte, garantir que os dados são reportados com qualidade e em tempo útil para a repartição dos custos com a tarifa social levada a consulta pública. A **ACEMEL** propõe que a ERSE faça cumprir os deveres de reporte, com o objetivo de se apurarem os valores reais com a maior brevidade possível, sugerindo uma reavaliação na forma e conteúdo de reporte, sem avançar com algo concreto.

A **Goldenergy** identificou que, como agente agregador, está obrigada a coordenar, com os seus autoconsumidores agregados, a responsabilidade do reporte da informação prevista no artigo 5.º e no Anexo I.2 da Diretiva n.º 13/2024. Face a este entendimento que lhe foi transmitido, a **Goldenergy** iniciou o reporte e certificação de informação em nome dos seus clientes autoconsumidores, sem prejuízo de ter sobre o mesmo as maiores reservas. Nesta medida, não se tratando de centros electroprodutores obrigados (entidades financiadoras), a **GoldEnergy** entente que não deveria haver lugar ao reporte da informação prevista⁷ ao GGS, pelos autoconsumidores e respetivo agregador.

Por fim, a **Goldenergy**, na qualidade de agregador, e com vista a uma maior segurança jurídica dos agentes de mercado vem, assim, salientar a importância de ser clarificado que, no caso de Unidades de Produção em Autoconsumo (UPAC) com potência de ligação igual ou inferior a 1 MVA, nem os autoconsumidores, nem os agregadores de produção de energia elétrica excedentária do autoconsumo injetada na RESP, estão sujeitos ao dever de reporte ao GGS previsto no artigo 199.º-C do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua atual redação, regulamentado pelo artigo 5.º da Diretiva n.º 13/2024, de 8 de maio.

⁷ No artigo 5.º e no Anexo I.2 da Diretiva n.º 13/2024.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

A respeito da questão do reporte de informação, nos seus diferentes níveis, importa começar por reiterar que o processo regulamentar aprovado pela ERSE com a Diretiva n.º 13/2024 representou já um ganho assinalável na obtenção e sistematização da informação necessária à repartição dos custos com o financiamento da tarifa social. De resto, esta abordagem, pelas características atrás referidas de consistência e sistematização, recolheu um amplo consenso na CP 119.

Como foi referido no capítulo 2.2 do presente documento, a CP 124 representa o segundo processo de definição da repartição do financiamento dos custos com a TS, no âmbito das novas regras definidas pelo Decreto-Lei n.º 104/2023. Neste sentido, o processo tem vindo a beneficiar de uma melhoria na qualidade da informação reportada necessária à correta definição dos pressupostos que definem a repartição dos custos. Apesar dos esforços desenvolvidos pela REN, na sua função de GGS, durante este processo, considera a ERSE que neste momento ainda não estão reunidas as condições necessárias relativamente à consistência da informação recebida, que assegure o cálculo em definitivo dos ajustamentos do financiamento da TS relativos ao período entre 18 de novembro e 31 de dezembro. Por este motivo, mantém-se em aberto a possibilidade de vir a recalcular este ajustamento na consulta pública a realizar previamente à repartição do financiamento dos custos com a tarifa social com incidência do ano 2026, devido à receção dos dados finais e certificados. Partilhando a mesma preocupação manifestada pelo **CT** e pela **ACEMEL**, sem prejuízo de se reiterar que do atual processo se obteve já uma melhoria da informação recolhida, a ERSE sublinha que mantém total empenho em fazer cumprir as obrigações de reporte de informação impostas pela Diretiva n.º 13/2024 aos centros eletroprodutores, que, dada a diversidade e diferentes dimensões dos produtores, torna mais complexa a sua recolha e tratamento pelo GGS.

Ainda no contexto do reporte de informação, a **GoldEnergy** entende que não deveria haver lugar ao reporte da informação prevista⁸ ao GGS, no caso: (i) de UPAC com potência de ligação igual ou inferior a 1 MVA, (ii) dos autoconsumidores; e (iii) dos agregadores de produção de energia elétrica excedentária do autoconsumo injetada na RESP. Esta questão é um exemplo das dificuldades que condicionam a implementação de forma consistente e credível, do processo de reporte de informação previsto na Diretiva n.º 13/2024. Sobre a matéria em concreto, a **ERSE** esclarece que a sua interpretação da lei e face ao disposto na Diretiva n.º 13/2024, de 8 de maio, aprovada após consulta pública, as UPAC estão obrigadas a realizar o reporte estabelecido no artigo 5.º da Diretiva n.º 13/2024, já que estas também podem injetar

⁸ No artigo 5.º e no Anexo I.2 da Diretiva n.º 13/2024.

excedentes na rede (no referencial de geração, já líquido de consumo). Esta disposição é aplicável obrigatoriamente aos produtores, podendo esta informação ser reportada no âmbito do Anexo I.2 pelo Agregador que o representa. Eventuais isenções de financiamento de tarifa social poder-se-ão aplicar (de acordo com os critérios estabelecidos no artigo 199.º-A do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação atual, nomeadamente, no caso de terem uma potência de ligação inferior ou igual a 10 MVA e independente do regime de remuneração ou se forem cogeneradores), mas este nunca deve prejudicar os deveres de reporte do Produtor à GGS previsto na Diretiva n.º 13/2024. Importa ainda relembrar que, pese embora se reconheça que o esforço de caracterização inicial do parque abrangido não é despiciendo, a sua correta e coerente delimitação depende objetivamente do reporte por todas as entidades, para que assim se garanta a correta isenção ou sujeição, que, por sua vez, se repercute em todos os agentes financiadores.

ERSE - ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

