

CONSULTA PÚBLICA 119

RELATÓRIO

Proposta de repartição do financiamento
dos custos com a Tarifa Social em 2024

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.....	1
2	SÍNTESE E PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS SOBRE A REPARTIÇÃO DO FINANCIAMENTO DOS CUSTOS COM A TARIFA SOCIAL.....	1
2.1	Dados e pressupostos para as repartições do financiamento.....	1
2.2	Metodologia dos ajustamentos.....	7
2.3	Aplicação de juros nos valores de 2023.....	15
2.4	Prazo da consulta pública e entrada em vigor.....	17
3	SÍNTESE E PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS SOBRE OS PROCEDIMENTOS DE OPERACIONALIZAÇÃO DO FINANCIAMENTO DOS CUSTOS COM A TARIFA SOCIAL.....	21
3.1	Repercussão pelos comercializadores das contribuições para o financiamento dos custos com a tarifa social e detalhes da fatura.....	21
3.2	Prestação de garantias.....	23
3.3	Deveres de reporte.....	26
3.4	Informação à ERSE e período transitório.....	30
3.5	Procedimentos de faturação e prazos de pagamento.....	31
4	SÍNTESE E PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS SOBRE OUTROS TEMAS SUSCITADOS NA CONSULTA.....	34
4.1	Modelo de financiamento da tarifa social.....	34
4.2	Impacto tarifário nos clientes em caso de repercussão do financiamento da TS pelos comercializadores.....	39
4.3	Regularização de fluxos de financiamento do passado.....	40
4.4	Aplicação do regime sancionatório.....	41

1 INTRODUÇÃO

Em 23 de janeiro de 2024, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) lançou a [Consulta Pública n.º 119](#) que incluiu uma proposta de Diretiva para a repartição do financiamento dos custos com a tarifa social (TS) para o período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023 e para o ano de 2024, assim como uma proposta de Diretiva de procedimentos de operacionalização do financiamento dos custos com a tarifa social, no quadro do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, com a redação dada pelo Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro. As propostas de Diretivas da ERSE foram acompanhadas de um documento justificativo, que expôs as opções e fundamentos, nomeadamente nos seguintes temas:

- repartição do financiamento dos custos com a TS;
- procedimentos e informação necessária para a operacionalização da repartição da TS.

No processo desta consulta pública, as entidades participantes apresentaram nas suas respostas um conjunto de temas não considerados ou não detalhados inicialmente na consulta pública que, pela sua relevância, foram avaliados no presente relatório:

- 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;
- prestação de garantias por parte dos agentes financiadores;
- implementação e operacionalização dos reportes de informação, por produtores, operadores de rede e gestor global do SEN;
- regularização de fluxos de financiamento do passado;
- avaliação do impacto tarifário nos clientes em caso de repercussão pelos comercializadores;
- aplicação do regime sancionatório.

No presente relatório sistematizam-se os contributos recebidos e a ponderação que a ERSE deles fez, agregados por temas principais objeto de comentários, nos capítulos 2 e 3, relativamente a temas inicialmente considerados na consulta pública. Esta sistematização de temas inclui a 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 com comentários concordantes com as propostas ou sem comentários não são apresentados neste documento.

No capítulo 4 do presente documento são ainda apresentados, de forma igualmente sistematizada, os comentários recebidos na consulta pública sobre temas que não tinham sido incluídos na proposta da ERSE.

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);
- Alfa Energia Lda. (Alfa Energia);
- Associação de Comercializadores de Energia no Mercado Liberalizado (ACEMEL);
- Associação Portuguesa das Empresas do Sector Eléctrico (ELECPOR);
- Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN);
- Associação Portuguesa dos Industriais Grandes Consumidores de Energia Eléctrica (APIGCEE);
- Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor (DECO);
- Cooperativa Eléctrica de Vale D’Este, C.R.L. (CEVE);
- Coopérnico, CRL (Coopérnico);
- DS Smith;
- Eletricidade dos Açores, S. A. (EDA);
- Edisun Power Europe AG (Edisun);
- EDP - Energias de Portugal, S.A. (EDP);
- EDP Comercial - Comercialização de Energia, S.A. (EDP Comercial);
- Elecgás, S.A. (Elecgás);
- Elergone Energia, Lda. (Elergone);
- Endesa Energia, S.A. - Sucursal Portugal (Endesa);

- Enforcesco S.A. (Enforcesco);
- E-REDES - Distribuição de Eletricidade, S.A. (E-REDES);
- FORTIA Energia S.L. (Fortia);
- G9 Telecom S.A. (G9 Telecom);
- GALP;
- Gold Energy – Comercializadora de Energia, S.A. e a Axpo Energia Portugal, Unipessoal, Lda. (Goldenergy/Axpo);
- Iberdrola Clientes Portugal, Unipessoal, Lda. (Iberdrola);
- JAFPlus, Lda. (JAFPlus);
- Luzboa – Comercialização de Energia, Lda. (Luzboa);
- MEGASA – Siderurgia Nacional - EPL S.A. (Megasa);
- MUON Eletric (Muon);
- Nossa Energia, Lda. (Nossa Energia);
- REN – Rede Elétrica Nacional, S.A. (REN);
- SMARTENERGY Group AG (SmartEnergy);
- Solara4 S.A. (Solara4);
- Solaria Energias Renováveis Portugal (Solaria);
- SU Eletricidade, S.A. (SU Eletricidade);
- TrustEnergy S.A. (TrustEnergy).

Foram ainda apresentados comentários por três entidades, que, por força da confidencialidade requerida, não são identificadas.

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 3/2024 e n.º 4/2024 (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

Neste capítulo sintetizam-se os comentários recebidos sobre a repartição do financiamento dos custos com a TS, respeitantes ao período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023 e ao ano de 2024, salientando os temas mais relevantes e que são comuns a várias entidades.

2.1 DADOS E PRESSUPOSTOS PARA AS REPARTIÇÕES DO FINANCIAMENTO

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

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, originaram o refinamento da informação utilizada na versão constante da Consulta Pública n.º 119.

O **CT** considera «que, como princípio geral, todas as estimativas necessárias para o cálculo dos montantes a financiar devem incluir a melhor informação disponível à data, por forma a minimizar os ajustamentos nos anos seguintes». Nesta linha, propõe que a ERSE utilize os últimos dados reais do consumo dos meses já disponíveis para 2023, e considere a melhor estimativa da energia faturada pelos comercializadores em 2024 apresentada no exercício tarifário de 2024.

Outro aspeto assinalado pelo **CT** é a diferença entre o preço unitário de 2,2188 €/MWh para os comercializadores proposto na CP n.º 119 e o valor de 1,7717 €/MWh implícito no valor da TS repercutido nos proveitos do CUR nas tarifas do setor elétrico para 2024, recomendando que a ERSE assegure a equivalência entre ambos os valores.

A **Iberdrola** entende que as centrais fotovoltaicas que paguem contribuições ao Sistema Elétrico Nacional (SEN), por atribuição de reserva de capacidade pelos leilões fotovoltaicos de 2019 e 2020, não deviam financiar os custos com a TS¹. Também no âmbito das isenções de financiamento aplicáveis a produtores, a **APREN**, **Iberdrola**, **REN** e a **Solaria** entendem que as centrais de energia elétrica que ainda não tenham

¹ De acordo com o Artigo 199.º -A do DL n.º 15/2022 alterado pelo DL n.º 104/2023,

entrado em regime de exploração e que se encontrem em período experimental, devem estar isentas do financiamento da TS. Estas entidades alegam que o pedido de período experimental de operação, prévio ao início do período de exploração do centro electroprodutor, tem o objetivo de realizar todos os ensaios prévios e necessários ao acordo de ligação à rede elétrica de serviço público (RESP)².

Relativamente ao método de estimativa de energia injetada pelos produtores, para efeitos da primeira repartição, foram identificados pela **APREN** valores discrepantes em centrais da mesma tecnologia e com potências de ligação semelhantes, não obstante a variação do recurso em função da localização da central.

Outra sugestão, neste caso apresentada pela **JAFPlus**, foi a de aplicar os preços para cada período (2023 e 2024) e distinguir esses montantes, tendo em conta a energia prevista faturar pelos comercializadores nos períodos correspondentes. Adicionalmente, este comercializador solicita esclarecimentos sobre a não inclusão da energia de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023 na metodologia de cálculo.

Por fim e face ao término do CAE da central da Turbogás, a **Solara4** solicita esclarecimentos sobre a repartição do financiamento da TS pelos demais centros electroprodutores. Adicionalmente, refere que os documentos da consulta pública são omissos quanto ao tratamento e procedimento aplicável à entrada de novos centros electroprodutores que sejam identificados como agentes financiadores da TS, nomeadamente a nível de prazos, procedimentos de redistribuição do financiamento e elegibilidade.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

A ERSE aplicou as regras definidas no Decreto-Lei n.º 104/2023, tendo descrito no documento justificativo que acompanhou a consulta Pública os pressupostos considerados na repartição que foi apresentada, bem como o resultado da sua aplicação, nomeadamente no que respeita às previsões de energia injetada por produtores e de energia faturada por comercializadores. Importa, contudo, notar que o resultado da repartição entre comercializadores e produtores depende de vários aspetos que evoluirão ao longo do tempo, nomeadamente a evolução dos produtores isentos, os efeitos climáticos que afetem a produção renovável e a importação/exportação de energia elétrica, pelo que só no apuramento definitivo do financiamento da TS, com base em dados reais, será possível obter os resultados finais desta repartição.

² De acordo com o n.º 1, do Artigo 32.º, do Decreto-Lei n.º 15/2022.

Na proposta de desenvolvimento regulamentar, a ERSE incluiu a submissão de informação de caracterização do parque electroprodutor, o que contribui para, senão eliminar, reduzir significativamente o risco de uma caracterização incorreta. Este risco é eliminado no processo de apuramento definitivo dos valores de financiamento e com a informação certificada que ateste a isenção dos centros electroprodutores do financiamento da TS. Em acréscimo, a ERSE sublinha que a existência da consulta pública para a definição do quadro de entidades abrangidas pelo financiamento da TS em 2023 e 2024 pretendeu conferir uma possibilidade adicional de audição dos agentes envolvidos, melhorando a versão final da metodologia de repartição do financiamento da TS e os procedimentos de operacionalização que se pretendem aplicar.

Face aos comentários recebidos, incluindo as sugestões dos vários agentes, e às diligências para aperfeiçoar a informação disponível, nomeadamente informação proveniente da DGEG, a ERSE procedeu a um conjunto de atualizações de dados e pressupostos.

Relativamente à inclusão na repartição do financiamento da TS de centrais que se encontram em período experimental, referida pela **APREN, Iberdrola, REN e Solaria**, a ERSE considera que o conceito de “produtores” sobre os quais incide a TS, *in casu* os titulares de centros electroprodutores devidamente licenciados, são aqueles que possuam, para além da licença de produção, uma licença de exploração. Os diversos argumentos trazidos pelos produtores e pela APREN são no mesmo sentido da conclusão da ERSE. Deste modo, e salvo elementos que ulteriormente possam emergir, não incide tarifa social nos centros electroprodutores em período experimental (cf. artigo 199.º-B, n.º 3), os quais foram excluídos na diretiva publicada tendo por base informação obtida pela ERSE depois da consulta pública. Ao nível das centrais fotovoltaicas, destaca-se que, nos termos da alínea a) do n.º 1 do 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, as centrais fotovoltaicas a quem tenham sido atribuídas reserva de capacidade de injeção na RESP nos procedimentos concorrenciais de 2019 e 2020, estão isentas do financiamento da TS. Neste sentido, as centrais incluídas na repartição apresentada na consulta pública, que se encontram em alguma destas circunstâncias, foram excluídas da repartição apresentada na Diretiva publicada.

Relativamente ao valor a financiar pelo CUR, refira-se que a diferença entre o valor da contribuição do CUR para o financiamento da TS usado nas tarifas 2024 (5,3M€) e o valor final a ser incorporado no ajustamento definitivo de 2024 no exercício tarifário de 2026, decorrerá de alterações e aperfeiçoamento dos dados que afetam a 1.ª e 2.ª repartições, como por exemplo a avaliação das isenções de produtores ou a estimativa da faturação dos comercializadores, bem como dos demais pressupostos usados na Consulta

Pública n.º 119, que permitiram uniformizar a abordagem a todos os comercializadores. Estes fatores também justificam as diferenças nas chaves de repartição face às previsões efetuadas no exercício tarifário de 2024, e conseqüentemente no valor anual da contribuição a suportar pelo CUR que resultará da aplicação do preço unitário, publicado na Diretiva final de repartição, à energia fornecida pelo CUR, que será dirimida em sede de ajustamentos dos proveitos permitidos da atividade de comercialização do CUR. Destaque-se ainda que, em exercícios posteriores, a definição da repartição do financiamento ocorrerá em simultâneo com o processo ordinário de fixação de tarifas, tal como está desenvolvido no ponto 2.4, o que permitirá mitigar o desvio identificado pelo CT neste processo relativamente ao montante do CUR.

Ao nível dos pressupostos para a inclusão ou exclusão de centros electroprodutores, em particular as datas de entrada e saída de exploração, o n.º 3 do artigo 199.º-B indica que o montante a repercutir nos centros electroprodutores deverá ser «proporcionalmente alocado aos titulares dos centros electroprodutores, 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». À semelhança de situações verificadas no passado, a previsão pode considerar *a priori* informação sobre a data de entrada em exploração, a data de revogação da licença de exploração, nomeadamente quando estas datas forem validadas pela DGEG, ou de término de contratos de aquisição de energia. Na situação específica da central operada pela Turbogás, e em resposta à questão identificada pela **Solara4**, para a repartição do financiamento da TS desta central, considerou-se a proporção do período de 1 de janeiro a 29 de março de 2024, que reflete a data definida contratualmente para o fim do CAE, em linha com o previsto no n.º 3 do artigo 199.º-B.

Adicionalmente, tal como exposto acima relativamente à decisão da ERSE no âmbito do período experimental, a nova informação recebida permitiu a atualização das potências de ligação de vários centros electroprodutores, nomeadamente dos fotovoltaicos, bem como incluir e/ou excluir produtores da lista de agentes a financiar a TS, apresentada na Consulta Pública n.º 119. Esta atualização tem também associada uma revisão da energia total injetada pelos centros electroprodutores, relevantes para o cálculo da primeira repartição, a qual resulta da alteração dos centros electroprodutores elegíveis e da alteração do funcionamento médio, por tecnologia, dando resposta à questão identificada pela **APREN**. Adicionalmente, a energia faturada pelos comercializadores foi atualizada para o nível apresentado no exercício tarifário de 2024 (de acordo com sugestão do **CT**), por forma a minimizar desvios de faturação. Este último tema está desenvolvido no ponto 2.4.

A informação utilizada para a determinação dos ajustamentos definitivos vai incorporar os dados reais mensais de todas as variáveis relevantes para a repartição, em particular, o montante total a repartir, a

energia injetada por produtores e faturada por comercializadores, a potência de ligação dos centros eletroprodutores, a entrada e saída de exploração de centros electroprodutores, regimes de isenção, assim como a entrada e saída de comercializadores.

Deste modo, sem prejuízo das atualizações de dados e de nova informação relevante recebida na consulta pública, a ERSE manteve a arquitetura dos pressupostos considerados na Diretiva de Repartição, com as seguintes alterações em relação à sua proposta:

- **Fonte de dados para a repartição:** foi recebida informação da DGEG no âmbito dos leilões de atribuição de reserva de capacidade a centros fotovoltaicos em 2019 e 2020, em particular a constante nas licenças de produção, regime experimental e de exploração dos centros electroprodutores.
- **Estimativas e previsões de energia injetada na rede pelos produtores:** na previsão de energia a injetar na RESP em 2024, foram considerados apenas os anos em que os centros electroprodutores estiveram em funcionamento durante a totalidade do ano. Esta alteração tem impacto no cálculo dos fatores médios de utilização das tecnologias.
- **Estimativas e previsões de energia faturada pelos comercializadores:** na previsão da energia fornecida pelos comercializadores para o ano de 2024 foi considerado o valor previsto em tarifas. Adicionalmente, foi mantida a estrutura dos fornecimentos entre comercializadores verificada até novembro de 2023.

Em resposta à questão identificada pela **JAFPlus**, relativamente à não inclusão da energia relativa ao período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023 na metodologia de cálculo, a ERSE esclarece que a metodologia para o cálculo do preço, a suportar pelos comercializadores e demais agentes na função de consumo com o financiamento da TS, tem de considerar apenas a energia referente aos meses onde existirá faturação do montante total a financiar (referente aos dois períodos alvo da consulta). Em condições normais, o termo de energia, aplicável aos comercializadores, tem de considerar uma previsão de 12 meses de energia fornecida, neste caso o ano 2024. A energia relativa ao período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023 foi considerada apenas para o apuramento dos montantes em euros na 1.ª repartição entre os produtores e comercializadores. Este montante, juntamente com o montante relativo a 2024 imputável aos comercializadores, perfaz o montante total a recuperar em 2024 pelos comercializadores. Como a sua recuperação foi operacionalizada através da aplicação de um preço, caso fossem consideradas outras quantidades no cálculo desse preço, que não as quantidades referentes ao

período de faturação, não seria possível recuperar o montante total previsto, uma vez que as quantidades estariam à partida desajustadas, face à melhor previsão. A inclusão de montantes de 2023, anteriores ao ano de 2024 em que ocorrerá a faturação e fora do mecanismo de cálculo do ajustamento, decorre de não ter sido possível definir as parcelas associadas ao financiamento da TS no âmbito do Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro, relativas a 2023 já nesse ano, sendo por isso excecional. Este tema e o da recuperação dos montantes definidos da TS para o período compreendido entre 18 de novembro de 2023 e 31 de dezembro de 2024 são desenvolvidos no ponto 2.4.

Em conclusão, a atualização dos dados e pressupostos resulta numa primeira repartição de energia entre agentes financiadores, de 32,6% para produtores e 67,4% comercializadores para 2024 e de 36,1% e 63,9% para a estimativa entre 18 de novembro e 31 de dezembro de 2023, de acordo com o Quadro 2-1. Recorde-se que, na proposta apresentada na Consulta Pública n.º 119, esta repartição era de 33,5% e 66,5% em 2024, e de 36,3% e 63,7% para a alocação ao remanescente de 2023, respetivamente.

Quadro 2-1 – Resumo das transferências no âmbito da tarifa social a realizar em 2024

	Previsão financiamento TS de 2024 (a)	Previsão energia de 2024 (b)	Estimativa de financiamento TS entre 18 nov e 31 de dez 2023 (c)	Estimativa energia entre 18 de nov e 31 de dez 2023 (d)	Montantes estimados devidos a 2023 e 2024 (d)=(a)+(c)	Transferência mensal após publicação Diretiva em 2024 (e) = (d)/9	Preço de financiamento da TS após publicação Diretiva em 2024 (f) = (d)/(b*9/12)
	EUR	MWh	EUR	MWh	EUR	EUR/mês	EUR/MWh
Produtores	44 446 762	22 587 013 32,6%	5 342 237	3 128 326 36,1%	49 788 999	5 532 111	n.a.
Comercializadores	92 056 407	46 781 345 67,4%	9 448 319	5 532 781 63,9%	101 504 727	n.a.	2,8930
Total	136 503 169	69 368 358	14 790 556	8 661 107	151 293 725		

Os quadros detalhados por produtor³ e por ano encontram-se no anexo à Diretiva ERSE n.º 4/2024, que publica a repartição do financiamento dos custos com a TS, respeitantes aos períodos em apreço.

³ Para os comercializadores, é apresentado o preço de financiamento e a lista de comercializadores, tendo em conta que não são faturados num montante fixo.

2.2 METODOLOGIA DOS AJUSTAMENTOS

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A metodologia de cálculo dos ajustamentos aplicável na repartição do financiamento dos custos com a TS suscitou comentários e dúvidas de algumas entidades participantes na consulta.

O **CT**, a **EDP**, a **Elecpor**, a **Endesa**, a **Acciona** e a **SU Eletricidade** consideram que a metodologia de ajustamentos aplicável à repartição do financiamento da TS deve ser incluída na Diretiva “Procedimentos de operacionalização do financiamento dos custos com a tarifa social”, explicitando a sua aplicação a produtores e a comercializadores. Neste contexto, a **EDP** acrescenta que a metodologia deverá envolver o acerto das duas fases de repartição, com dados reais de todas as variáveis associadas, nomeadamente o montante total dos descontos, a energia injetada por produtores e faturada por comercializadores, a potência de ligação e a entrada e saída de exploração de centros electroprodutores.

Nos seus comentários, o **CT**, o **CC** e a **REN** referem que o modelo proposto não assegura a neutralidade financeira do Gestor Global do SEN (GGS) e consideram que deve ser adicionado um artigo no Regulamento Tarifário (RT) que preveja ajustamentos dos valores da TS ao nível do GGS, para cobrir os desvios entre os montantes faturados pelos operadores de rede de distribuição (ORD) ao GGS e os montantes faturados pelo GGS aos agentes financiadores. Alternativamente, a **REN** propõe um modelo de autofacturação pelo GGS, que reparte pelos ORD o montante que é faturado aos agentes financiados, ao invés de transferir para os ORD o montante fixo em duodécimos publicado anualmente na diretiva de tarifas. Este comentário é sustentado numa analogia com os ajustamentos das diferenças entre os valores transferidos pelo GGS e os descontos concedidos pelos ORD, que atualmente existem na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte do operador da rede de distribuição em Portugal continental (artigo 117.º do RT) e nas atividades de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA e da RAM (artigos 131.º e 138.º do RT).

Adicionalmente, a **Acciona** propõe que, a partir de determinado valor dos ajustamentos, possa existir a possibilidade do comercializador de energia elétrica fracionar o seu pagamento ao longo do ano no qual sejam recuperados.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

Genericamente, sobre a metodologia de cálculo dos ajustamentos, como referido no documento justificativo, a ERSE aplicará os princípios previstos no RT, tendo presente que os fluxos entre o GGS e os ORD estão sujeitos aos ajustamentos t-1 e t-2⁴. Os mesmos princípios serão aplicados aos fluxos de financiamentos entre os agentes financiadores e o GGS, em linha com a prática aplicada em modelos anteriores ao Decreto-Lei n.º 104/2023. No entanto, dada à introdução de novos agentes financiadores introduzidos pelo novo modelo, a ERSE considera importante clarificar o seu método de cálculo, tendo também presente os comentários recebidos.

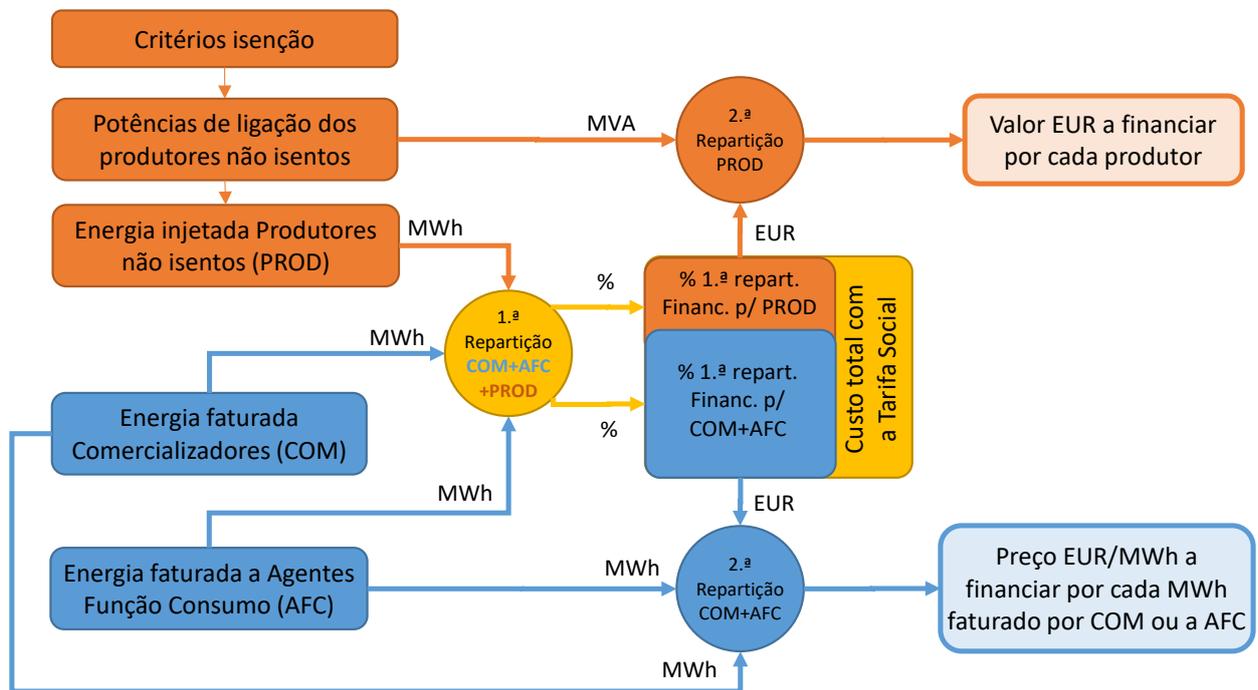
No novo modelo de repartição do financiamento da TS, os ajustamentos serão efetuados após a atualização do montante total dos custos com a TS e dos dados necessários para efetuar a 1.ª repartição (energia injetada pelo agrupamento dos produtores elegíveis e energia faturada pelo agrupamento dos comercializadores e demais agentes de consumo) e para efetuar a 2.ª repartição (potência de ligação de cada produtor elegível).

Na Figura 2-1 apresenta-se um esquema do processo da repartição dos custos de financiamento e as variáveis utilizadas na determinação do valor de cada produtor e do valor unitário a aplicar aos comercializadores e demais agentes na função de consumo. Estas variáveis e procedimentos de repartição são determinados em três momentos distintos no tempo: (i) num primeiro momento, com valores previsionais (situação que foi apresentada nesta consulta pública); (ii) num segundo momento, no ano seguinte, com valores estimados (atualização da previsão do primeiro momento), que permitem a determinação do ajustamento provisório; e (iii) num terceiro momento, dois anos após a previsão, com valores reais que permitem a determinação do ajustamento definitivo⁵.

⁴ Como estabelecido nos artigos 117.º, 131.º e 138.º.

⁵ Excepcionalmente, no caso do período de 18/11/2023 a 31/12/23, a repartição do financiamento será apurada em definitivo no ano seguinte ao da primeira publicação, por passarem a estar disponíveis os correspondentes valores reais.

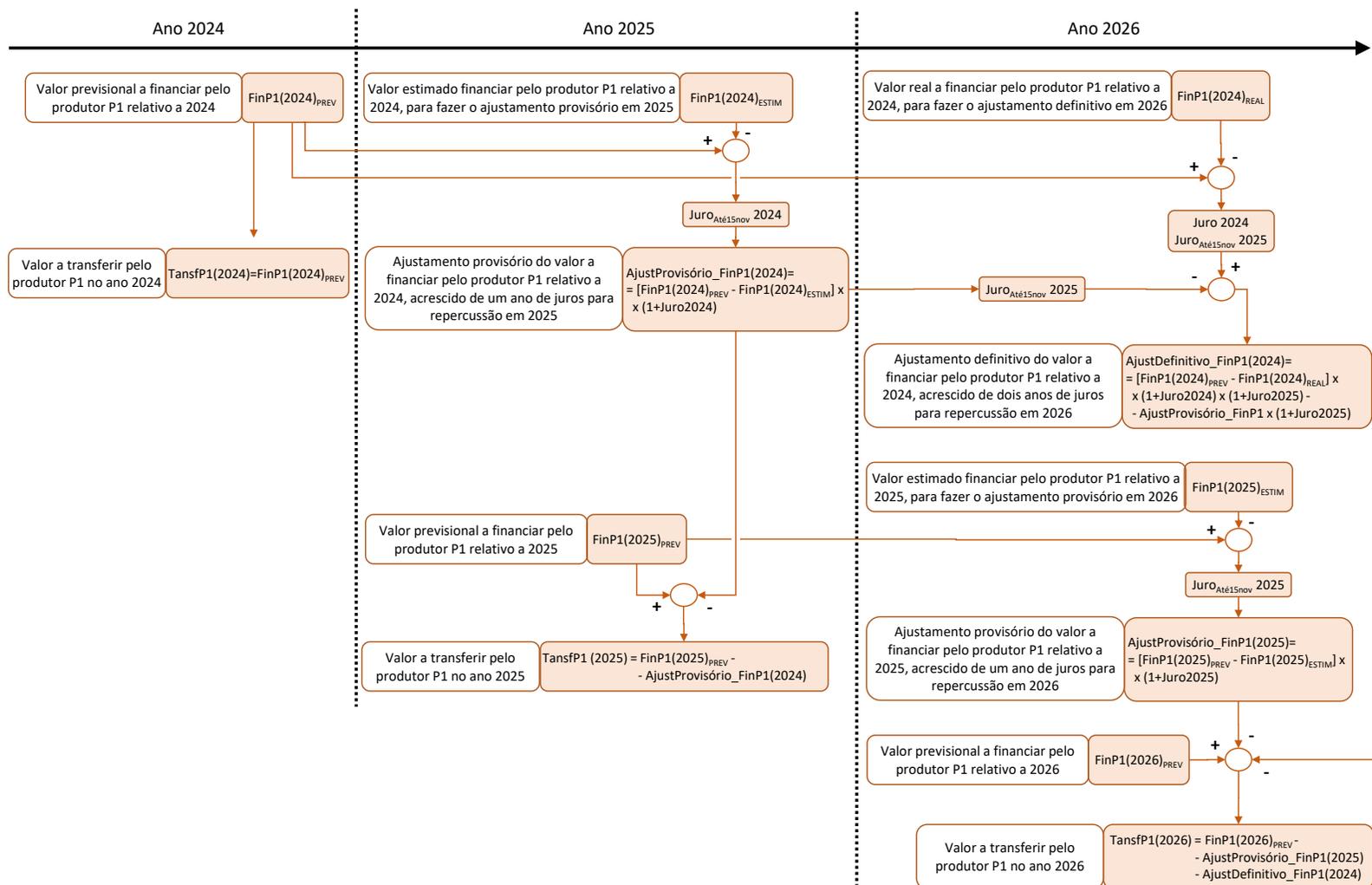
Figura 2-1 – Esquema de repartição do financiamento dos custos com a tarifa social entre produtores e comercializadores



No caso dos centros eletroprodutores, o apuramento definitivo da contribuição para o financiamento da TS considera a atualização das informações dos produtores com dados reais, nomeadamente, (i) os produtores elegíveis para financiamento da TS no período, incluindo novos produtores e respetivas datas de entrada ou a saída de exploração de produtores anteriormente elegíveis, bem como a verificação dos critérios de isenção legalmente estabelecidos ⁶, (ii) as energias injetadas na rede e as respetivas potências de ligação. O cálculo dos ajustamentos dos montantes a financiar será efetuado para cada centro eletroprodutor individualmente, através da comparação do valor em EUR, resultante das percentagens de repartição atualizadas (1.ª e 2.ª repartição), com o valor em EUR que havia sido imputado na repartição anterior. Na Figura 2-2 ilustra-se, tomando por exemplo os montantes afetos a 2024, a metodologia de ajustamento do valor a financiar por um produtor, assim como a sua repercussão nas transferências a efetuar em cada ano.

⁶ Artigo 199.º-A do Decreto-Lei n.º 15/2022, com a redação dada pelo Decreto-Lei n.º 104/2023.

Figura 2-2 – Esquema da metodologia de ajustamento do valor a financiar por um produtor P1 e da determinação da transferência anual



Notas: 1) Para os anos seguintes a 2026 a metodologia replica-se, sendo o valor a transferir pelo produtor obtido com o valor provisional a financiar relativo ao próprio ano, pelo ajustamento provisório relativo ao ano anterior e pelo ajustamento definitivo relativo a dois anos antes.

2) O esquema apresenta o momento temporal em que cada valor ou cálculo é obtido e as ligações entre as variáveis procuram representar a formulação que é apresentada dentro das caixas laranja.

À semelhança da metodologia aplicável aos produtores, no caso dos comercializadores, os ajustamentos são igualmente incorporados no financiamento a recuperar no ano seguinte (ano t), mas neste caso, incorporados num preço unitário igual para todos os comercializadores e demais agentes na função de consumo em atividade no ano t. Em concreto, o cálculo dos ajustamentos é efetuado de forma agregada para o conjunto dos comercializadores, nos seguintes termos:

- Ajustamento provisório (ano t-1) – um ano após a fixação do preço, a atualização dos dados da 1.ª repartição do ano t-1 resulta na atualização do valor em EUR imputado ao conjunto dos comercializadores/demais agentes de consumo. A metodologia é a aplicada no cálculo de ajustamentos t-1 dos proveitos permitidos das atividades reguladas, conforme definido no RT ⁷. Em concreto, ao desvio em EUR do ano t-1, apurado através da diferença entre o valor obtido no ano anterior e o novo valor do conjunto dos comercializadores/demais agentes de consumo, são aplicados os juros t-1 previstos no RT, sendo o resultado adicionado ao montante que o conjunto dos comercializadores terá de financiar no ano seguinte (ano t).
- Ajustamento definitivo (ano t-2) – dois anos após a fixação do preço são obtidos os valores definitivos dos dados da 1.ª repartição do ano t-2 e, conseqüentemente, os valores definitivos em EUR imputados ao conjunto dos comercializadores/demais agentes de consumo nesse ano. Esta metodologia é aplicada no cálculo de ajustamentos t-2 dos proveitos permitidos das atividades reguladas, prevista no RT⁸. Em concreto, ao desvio em EUR do ano t-2, resultante da diferença entre o valor obtido dois anos antes (com valores previsionais) e o valor definitivo obtido para o conjunto dos comercializadores/demais agentes de consumo, são aplicados os juros t-1 e t-2 previstos no RT, e é deduzido o ajustamento provisório em EUR determinado no ano anterior (atualizado com juros t-1). O resultado é adicionado ao montante que o conjunto de comercializadores terá de financiar no ano t (dois anos depois da previsão).

⁷ Vide, por exemplo, o artigo 108.º do RT, que corresponde a uma atividade regulada com ajustamento t-1 aos proveitos permitidos.

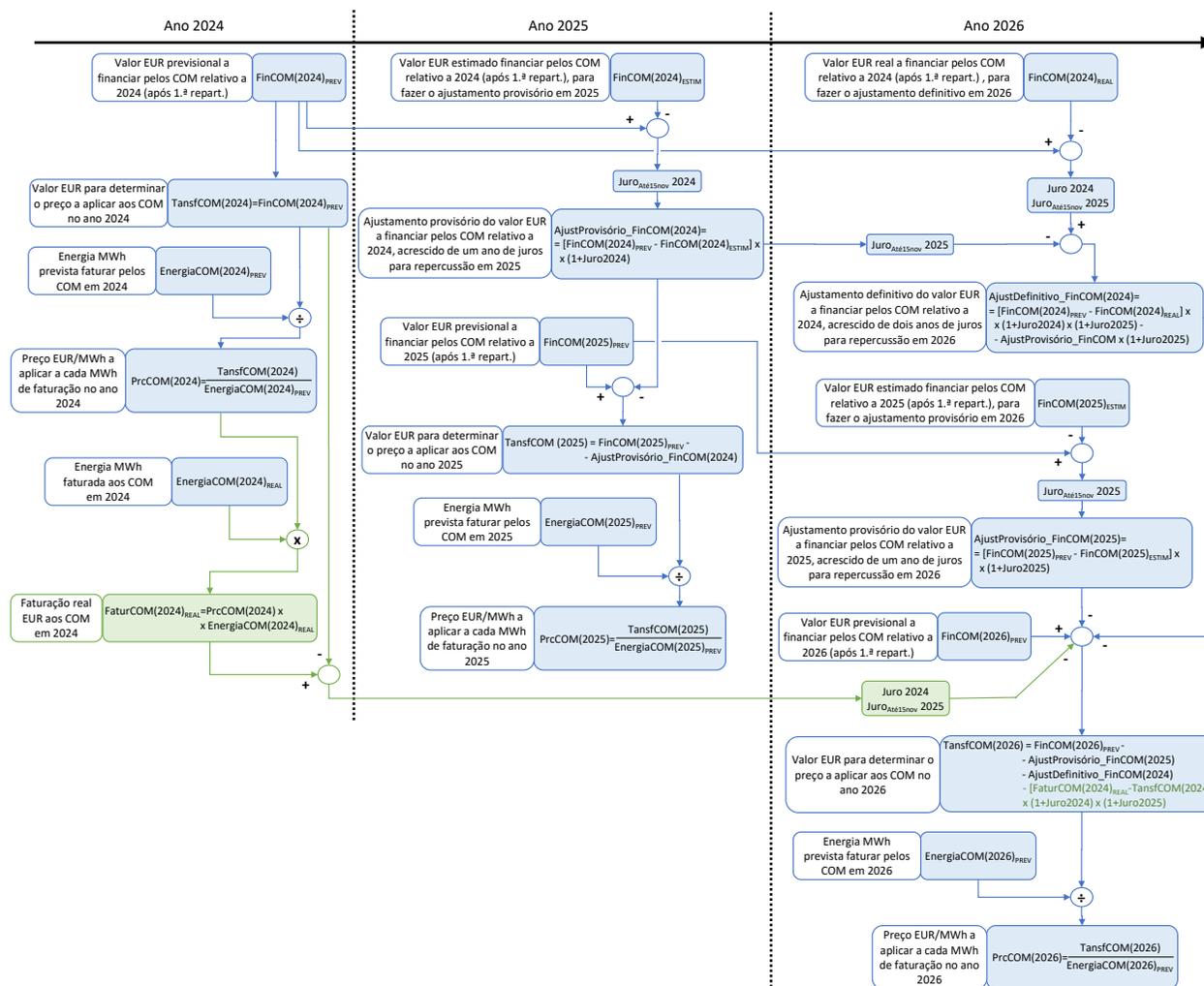
⁸ Vide, por exemplo, o artigo 108.º do RT, que corresponde a uma atividade regulada com ajustamento t-1 e t-2 aos proveitos permitidos.

- O montante total em EUR a transferir no ano t pelo conjunto dos comercializadores (inclui o valor desse ano e os ajustamentos de anos anteriores⁹) é dividido pela previsão das quantidades a faturar pelos comercializadores no ano t, para obter o preço do financiamento a aplicar nesse ano.

Na Figura 2-3 ilustra-se a metodologia de ajustamento dos montantes a financiar pelos comercializadores, assim como a sua repercussão no preço do financiamento em EUR/MWh que é aplicado aos comercializadores em cada ano.

⁹ Como previsto no artigo 199.º -D do Decreto-Lei n.º 15/2022, com a redação dada pelo Decreto-Lei n.º 104/2023.

Figura 2-3 – Esquema da metodologia de ajustamento do preço unitário a financiar pelos comercializadores



Nota: 1) Para os anos seguintes a 2026 a metodologia replica-se, com incorporação no preço a aplicar do valor previsual a financiar relativo ao próprio ano, do ajustamento provisório relativo ao ano anterior e do ajustamento definitivo relativo a dois anos antes.

2) O esquema apresenta o momento temporal em que cada valor ou cálculo é obtido e as ligações entre as variáveis procuram representar a formulação que é apresentada dentro das caixas azuis.

Uma preocupação identificada pelo **CT**, **CC** e **REN**, foi a inexistência de neutralidade financeira para o GGS decorrente do modelo aplicado aos comercializadores, de um preço por unidade de energia faturada. Sendo sensível a esta preocupação, a ERSE reponderou este aspeto na respetiva metodologia de ajustamentos. Com efeito, uma vez que o preço é calculado com base numa previsão de energia a faturar pelos comercializadores e depois o GGS aplica esse preço à energia real faturada pelos comercializadores, ocorre um desvio entre o montante que os comercializadores deveriam financiar e o montante que efetivamente lhes é faturado. Assim, a diferença identificada nos referenciais de energia, entre a energia prevista no cálculo do preço a aplicar aos comercializadores e a energia real sobre a qual lhes é faturado esse preço, provoca um desvio entre o montante total recuperado pelo GGS dos agentes financiadores e o montante total que o GGS tem de transferir para os ORD de acordo com o estipulado nas Diretivas de tarifas anuais publicadas pela ERSE. Reforça-se que este efeito não ocorre na parcela a financiar pelos produtores, dado que nesse caso a transferência é um montante fixo anual.

Contudo, ao contrário do que é sugerido pelo **CT**, **CC** e **REN**, a ERSE considera que a correção deste desvio não deverá ser efetuada através de um ajustamento ao nível do GGS, similar ao que existe para os ORD, pois tal colocaria uma parte do ajustamento do financiamento da TS a ser imputado diretamente pelas tarifas de acesso às redes, quando deverá ser imputado aos agentes financiadores que geram esse desvio, ou seja aos comercializadores. Adicionalmente, a autofacturação do GGS aos ORD com dependência dos montantes faturados aos agentes financiadores (como sugerido pela REN), colocaria o problema da neutralidade financeira do lado dos ORD.

A solução preconizada pela ERSE passa por repercutir os desvios da faturação aos comercializadores¹⁰, apurados com os valores reais do ano t-2, no montante a transferir no ano t, incluindo dois anos de juros (como representado a verde na Figura 2-3). Esta solução, não só assegura que são os comercializadores a contribuir ou a beneficiar destes desvios, bem como, mitiga o montante acumulado ao longo do tempo no GGS, para valores tendencialmente nulos e, finalmente, permite o acompanhamento dos desvios de faturação ao longo do tempo. Contudo, os desvios da faturação aos comercializadores do ano t-2 incorporados no preço aplicado no ano t têm de ser neutralizados na avaliação do desvio de faturação do ano t, de modo a evitar que seja contabilizado em sentido contrário no ano t+2.

¹⁰ Desvio entre o montante que os comercializadores deveriam financiar num determinado ano (valor do ano e ajustamentos de anos anteriores) e o montante que efetivamente lhes é faturado pela GGS, devido às diferenças entre a energia previsional e a energia real.

Quanto ao comentário da **Acciona** sobre o fracionamento dos ajustamentos a partir de determinado valor, a ERSE considera não ser necessária a sua aplicação, uma vez que os comercializadores pagam um preço por unidade de energia faturada, o qual tem incorporado o valor da totalidade dos ajustamentos. Deste modo, os ajustamentos encontram-se desde logo fracionados por unidade de energia, em resultado da metodologia de ajustamentos aplicável aos comercializadores acima explicitada.

2.3 APLICAÇÃO DE JUROS NOS VALORES DE 2023

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Várias entidades¹¹ consideram que os agentes financiadores não devem ser responsabilizados, através do pagamento de juros sobre os valores de 2023, em resultado do atraso na operacionalização do financiamento dos custos da TS, propondo que não sejam cobrados juros referentes a 2023. Nesta conjectura, é realizada uma associação entre os juros que são aplicados aos montantes de 2023 e juros de mora. Adicionalmente, a **Iberdrola** considera que a sua aplicação é ilícita por não ter existido previamente um ato de liquidação dos montantes de financiamento. Os efeitos retroativos, de acordo com a **APREN**, afiguram-se injustos, «não sendo legalmente aceitável a atribuição de efeitos retroativos a um normativo mais prejudicial do que o anteriormente em vigor, não permitindo às entidades financiadoras acautelarem as medidas necessárias para minimização do impacto».

Quanto aos valores apresentados na Diretiva, a **REN** considera necessário esclarecer que os valores relativos ao período entre 18 de novembro e 31 de dezembro de 2023, publicados pela ERSE, já incluem juros e explicitar a taxa aplicada. Neste sentido, a REN propõe uma nova redação do artigo 9.º da Diretiva de Procedimentos.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

A ERSE esclarece que os juros aplicados não se tratam de juros de mora, mas sim de juros regulatórios que atualizam os valores de 2023 para 2024. Esta é a única forma de assegurar a neutralidade financeira para todos os agentes, incluindo os operadores de rede (esta atualização é semelhante à efetuada na

¹¹ ACEMEL, Acciona, Alfa Energia, APREN, ElecGás, ELECPOR, Elergone, Endesa, Iberdrola, JAFPlus, Nossa Energia, Solara4 e a TrustEnergy.

metodologia de ajustamentos descrita no ponto 2.2). Os juros regulatórios, por estarem previstos no 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. Saliente-se que o desconto da TS continuou a ser atribuído aos clientes economicamente vulneráveis e que este montante tem sido suportado pelos operadores de rede, que deverão recuperá-lo através das transferências constantes na publicação da repartição do financiamento da TS. Esta publicação ocorreu através da Diretiva n.º 1/2024, no que respeita aos montantes determinados ao abrigo do modelo de financiamento vigente entre 1 de janeiro e 17 de novembro de 2023, e serão publicados com a Diretiva resultante desta consulta pública, no que respeita aos montantes a partir de 18 de novembro de 2023. Em ambos os casos, os montantes referentes a 2023 são atualizados com juros regulatórios por serem transferidos apenas durante o ano de 2024, o que garante a neutralidade financeira de todos os agentes intervenientes nos fluxos de financiamento da TS.

Os agentes setoriais, apesar de a liquidação não ter sido efetuada antes desta data, nem sendo operacionalmente possível que o tivesse sido em 2023 ou mesmo no início de 2024 (em virtude do procedimento exigido por lei, de realização de consulta pública), têm pleno conhecimento dos regimes legais aplicáveis sucessivamente no tempo, das obrigações de financiamento a que estão sujeitos e de que os descontos aplicáveis aos beneficiários, por razões de vulnerabilidade, têm de ser ininterruptos. Neste contexto, são calculados (meros) juros regulatórios que, contrariamente aos moratórios, não constituem qualquer penalidade por atraso em pagamento. Os juros regulatórios asseguram, apenas, neutralidade financeira no regime à luz do qual os consumidores economicamente vulneráveis podem auferir o desconto que lhes permite a acessibilidade à energia elétrica. A publicação do Decreto Lei n.º 104/2023 estabelece os termos do novo modelo de financiamento da TS, incluindo a incidência subjetiva e a data de entrada em vigor. A Diretiva de repartição do financiamento operacionaliza, com a brevidade possível face à informação que teve de ser recolhida e à diversidade e densidade das pronúncias obtidas na consulta, as transferências entre os agentes financiadores e o ORT.

Face aos comentários recebidos da REN, a ERSE esclarece que a taxa de juro a aplicar aos montantes entre 18 de novembro de 2023 e 31 de dezembro de 2023 é de 4,378%, passando a explicitar-se na Diretiva de Repartição que os valores referentes ao ano de 2023 já têm juros e apresenta-se a respetiva taxa.

Esta taxa é calculada nos termos do Regulamento Tarifário em vigor e corresponde à soma da Euribor a 12 meses, entre 1 de janeiro de 2023 e 15 de novembro de 2023 (3,878%), com o spread relativo a 2023 (0,5%). O valor do *spread* encontra-se devidamente justificado no documento de Proveitos Permitidos de

2024, e 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. Tem como referência a evolução das condições financeiras no ano de ajustamento.

Por último, foi introduzido um novo artigo na Diretiva de Procedimentos para clarificar as taxas de juro aplicadas no contexto de ajustamentos dos montantes a financiar.

2.4 PRAZO DA CONSULTA PÚBLICA E ENTRADA EM VIGOR

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Sobre o prazo da consulta pública, o **CT**, o **CC** e a **REN** referem que o processo de consulta pública anual de definição do financiamento da TS e o processo de proposta de tarifas do setor elétrico devem coincidir no tempo, com o objetivo de conhecer os custos relativos à TS no momento de definição das tarifas. Sobre a entrada em vigor, o **CT** e a **REN** sugerem a inclusão de uma norma transitória que permita ao GGS a implementação dos processos, dos sistemas de informação e de coordenação com ORD e GIG (1 junho), sem por em causa o início da faturação com a entrada em vigor da Diretiva.

Devido às consequências resultantes da data de entrada em vigor, o **CT**, o **CC**, a **Iberdrola** e a **REN** consideram que o montante do financiamento total a recuperar em 2024 seja repartido por 10 meses, para os produtores, e que o valor unitário aplicável aos comercializadores e demais agentes, seja dividido pela respetiva estimativa de consumo de energia elétrica de março a dezembro, por forma a minimizar os ajustamentos e as implicações financeiras no ano de 2025.

Ainda neste contexto, um grande número de agentes¹², refere que o financiamento da TS deveria produzir efeitos (i) apenas a partir da data de entrada em vigor das Diretivas e que (ii) deveriam ser aplicáveis apenas aos consumos que ocorram após esse momento. É sugerido ainda que deveria ser definida uma data exata, após a entrada em vigor (exemplo: no dia 1 de abril), para os comercializadores terem possibilidade de comunicar antecipadamente as alterações aos clientes. Consideram ainda que a Diretiva tem um caráter retroativo por incluir valores de financiamento anteriores à sua publicação. A **Acciona** e a **JAFPlus** colocam

¹² Acciona, APREN, Coopérnico, Elergone, Endesa, Enforcesco, Goldenergy/Axpo e Muon.

a dúvida se os montantes anteriores à data de entrada em vigor são pagos na totalidade na primeira fatura ou faseadamente no tempo.

A **Goldenergy/Axpo** e a **Muon** não concordam com a retroação a 18 de novembro de 2023, salientando que a definição do custo ficou dependente de consulta pública, fazendo sentido que o mesmo só se aplicasse após a publicação efetiva e final do modelo de financiamento.

Sobre a entrada em vigor, a **ELECPOR** e a **TrustEnergy** sugerem um desfasamento temporal de entrada em vigor entre a Diretiva de procedimentos e a Diretiva de repartição do financiamento. A sugestão é de que a Diretiva de procedimentos vigore em primeiro lugar, para permitir a recolha de informação, e que só posteriormente seja publicada a Diretiva de repartição do financiamento.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

No que respeita à simultaneidade dos processos tarifário e de financiamento da TS, referida pelo **CT**, **CC** e **REN**, a ERSE concorda com as vantagens resultantes desta simultaneidade de processos e por conseguinte, pretende concretizar futuramente o processo de consulta pública relativo à repartição do financiamento da TS, em paralelo com a sua proposta anual de tarifas e preços de energia elétrica. No entanto, a data de publicação do Decreto-Lei n.º 104/2023, a 17 de novembro de 2023, impossibilitou que este primeiro processo de financiamento da TS pudesse coincidir com o processo tarifário relativo ao ano 2024, 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).

A questão identificada pelo **CT**, **CC**, **Iberdrola** e **REN**, no que respeita à possibilidade de recuperação integral em 2024 do montante do financiamento total que foi sujeito a consulta, é acolhido pela ERSE. Com efeito, esta abordagem, apesar de implicar o pagamento de um maior valor de TS no primeiro ano de aplicação integral do Decreto-Lei n.º 104/2023, permitirá, todavia, minimizar os ajustamentos e as implicações financeiras no ano de 2025 devido a um reequilíbrio mais rápido entre os montantes transferidos dos agentes financiadores para o GGS e os montantes dos descontos da TS concedidos aos clientes vulneráveis nos anos de 2023 e 2024. Por conseguinte, a ERSE reviu os pressupostos de cálculo das transferências a ocorrer em 2024 em conformidade, mas considerando que a aplicação da Diretiva terá início no mês de abril. Desta forma, o montante do financiamento a recuperar em 2024, que é imputado aos produtores, é repartido por nove meses (abril a dezembro), enquanto o cálculo do valor unitário a aplicar aos comercializadores é obtido dividindo o montante do financiamento a recuperar em 2024, que é imputado aos comercializadores, pela estimativa de fornecimentos de energia elétrica de abril a dezembro de 2024.

Outra questão identificada, nomeadamente por comercializadores¹³, sugere que o financiamento da TS deveria produzir efeitos apenas a partir da data de entrada em vigor das Diretivas e que deveriam ser aplicáveis apenas aos consumos que ocorressem após esse momento. Importa esclarecer que é efetivamente isso que irá acontecer, não obstante o valor dos custos da TS a financiar incluírem o período de 18 de novembro de 2023 a 31 de dezembro de 2024, visto que o a apuramento dos montantes não é síncrono com o período de faturação dos mesmos. Como anteriormente referido, esta situação é excecional neste primeiro processo, o que se deve à data de publicação do diploma e da impossibilidade da operacionalização da repartição do financiamento da TS neste novo modelo, em sincronismo com o processo tarifário de 2024.

Esclarecendo a dúvida da **Acciona** e da **JAFPlus**, o primeiro pagamento da TS em nada difere dos restantes pagamentos mensais, dependendo apenas do preço unitário definido pela ERSE e das respetivas energias mensais fornecidas, no caso dos comercializadores. Tal decorre do facto dos financiamentos referentes aos dois períodos em causa nesta consulta serem agregados num montante total a recuperar em 2024, que é variabilizado em EUR/MWh tendo em conta a estimativa de energia do período de faturação (de abril a dezembro de 2024).

Sobre o comentário da **Goldenergy/Axpo** e da **Muon** relativamente ao financiamento dos custos com a TS a partir de 18 de novembro de 2023, numa primeira perspetiva, a ERSE esclarece o Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro, produziu efeitos no dia seguinte à sua publicação, impossibilitando, como já foi fundamentado, a aplicação imediata desta nova metodologia, quer a 18 de novembro de 2023, quer a 1 de janeiro de 2024. Assim, o custo a recuperar em 2024, não só terá de incluir o montante relativo à totalidade do ano de 2024 (136,5 milhões de euros), mas também o montante relativo ao período entre 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023 (14,2 milhões de euros acrescidos de juros), que ficou sujeito às mesmas regras de repartição do financiamento da TS. Por outro lado, numa segunda perspetiva, caso os valores considerados nas Diretivas de repartição do financiamento da TS publicadas pela ERSE tivessem apenas um carácter prospetivo (ano seguinte), não poderiam considerar os valores de ajustamentos de desvios ocorridos no ano anterior (retroativos) no cálculo do financiamento da TS, contrariando o n.º 2 do artigo 199.º-D, aditado pelo referido Decreto-Lei. Em linha com esta segunda perspetiva, os valores relativos ao período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023, podem ser equiparados a um ajustamento de montantes do ano 2023 repercutidos no cálculo do financiamento da TS de 2024. De ambas

¹³ Acciona, APREN, Coopérnico, Elergone, Endesa, Enforcesco, Goldenergy/Axpo e Muon.

as perspetivas, resulta o entendimento da ERSE de que não existe um carácter retroativo de inclusão de valores de financiamento da TS anteriores ao momento da publicação da Diretiva.

A sugestão identificada pela **ELECPOR** e pela **TrustEnergy** de que a Diretiva de procedimentos vigore em primeiro lugar, para permitir a recolha de informação, e que, só posteriormente seja publicada a Diretiva de repartição do financiamento, não se afigura desejável nem sustentável, uma vez que, quanto mais tardarem os pagamentos pelos agentes financiadores, maior será a concentração do período de faturação em 2024 ou o ajustamento a considerar no financiamento da TS em 2025. Com efeito, é importante promover, com a maior brevidade possível, o reequilíbrio entre o financiamento e os descontos que efetivamente estão a ser concedidos aos consumidores vulneráveis, o que só será possível com a publicação célere da Diretiva de repartição do financiamento e do início da faturação aos agentes financiadores.

3 SÍNTESE E PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS SOBRE OS PROCEDIMENTOS DE OPERACIONALIZAÇÃO DO FINANCIAMENTO DOS CUSTOS COM A TARIFA SOCIAL

Neste capítulo sintetizam-se os comentários recebidos sobre os procedimentos de operacionalização do financiamento dos custos com a tarifa social, salientando os temas mais relevantes e que são comuns a várias entidades.

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

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

No quadro da consulta pública, um conjunto de entidades veio suscitar a questão da repercussão dos custos de financiamento da TS na fatura aos clientes finais, em particular a necessidade para a sua padronização e regulamentação quanto à forma de apresentação na citada fatura.

O **CC** veio salientar “(...) que a integração deste custo nas tarifas de energia praticadas pelos comercializadores, por via da energia adquirida em regime de mercado, não é um processo linear, nem a relação entre este poderá ser aferida de forma direta e/ou proporcional”. Nesta linha, o **CC** vem sugerir que os custos de financiamento da TS se possam explicitar através de uma linha na fatura aos clientes finais, que considera ser a forma de garantir a transparência da informação e igualdade de tratamento de comercializadores e clientes.

Por outro lado, a **ACEMEL** veio referir que a regulamentação a aprovar “(...) deverá clarificar, de forma inequívoca, a forma e o formato em que o custo relativo à TS deve constar na fatura periódica emitida pelos comercializadores, a par dos custos com as Tarifas de Acesso às Redes e CIEGs”, no que é, no essencial, acompanhada por **Acciona, Alfa Energia, APREN, Coopérnico, DECO, Elergone, Enforcesco, G9 Telecom, Iberdrola, JAFplus, Luzboa, Megasa, Muon e A Nossa Energia**.

Ainda a respeito da repercussão dos custos de financiamento da TS na fatura aos clientes finais, a **GALP** veio, num plano distinto dos comentários antes referidos, valorizar “(...) positivamente que a proposta da ERSE não crie constrangimentos aos comercializadores em regime de mercado no que respeita às suas opções em termos do reconhecimento/repasso dos custos em que incorrerão por força desta Diretiva”. Já no caso da **Goldenergy** e da **Axpo Portugal**, é proposto que os custos de financiamento da TS integrem os

valores da tarifa de acesso às redes, o que determinaria a sua não identificação autónoma na fatura aos clientes finais.

Por fim, cabe mencionar o comentário efetuado pela **APIGCEE**, que aponta no sentido de se estabelecer, por via regulamentar, uma impossibilidade de repercussão, pelos comercializadores aos seus clientes, dos custos de financiamento da TS, de modo a evitar-se “(...) agravamento da competitividade da grande indústria nacional”.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

A respeito das questões colocadas sobre a repercussão dos custos de financiamento da TS aos clientes finais, entende a ERSE recordar, desde logo, que a regulamentação agora aprovada visa tão somente 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 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.

Acresce que a ERSE entende que os custos associados com o financiamento da TS não devem e não podem oferecer confundibilidade com os encargos do acesso às redes, como é sugerido ao pretender integrar-se tais valores nas tarifas de 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. Aquando da prestação de informação adicional pela ERSE ao **CC**, a ERSE teve ocasião de sustentar esta abordagem, desde logo mencionando que a tipologia do encargo que agora se faz repercutir sobre os comercializadores tem uma natureza totalmente diversa da que, no passado recente, conduziu a procedimentos de normalização da informação apresentada na fatura a clientes finais (por exemplo, no

caso do mecanismo ibérico), já que não existe qualquer distinção de consumos quanto à incidência dos custos de financiamento da TS.

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, a respeito da sugestão de inibição regulamentar da repercussão avançada pela **APIGCEE**, entende a ERSE que, além do antes referido sobre o propósito central da regulamentação colocada a consulta, 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.

3.2 PRESTAÇÃO DE GARANTIAS

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A possibilidade de se alargar a obrigação de apresentação de garantia aos valores de financiamento da TS que sejam devidos por produtores e comercializadores mereceu comentários, de ordem diversa, por parte de um número alargado de entidades. O **CC** veio, desde logo, referir que antevê “acréscimo de risco associado ao incumprimento de pagamento de faturas” e que “(...) julga importante que possa ser centralizada no GIG a legitimidade para a respetiva execução ou persecução judicial por outra via”. Já o **CT** vem expressar que, estando de acordo com a integração dos fluxos de pagamento no regime de gestão de riscos e garantias do SEN e SNG, entende dever adaptar-se este último em concordância com o agora previsto, salientando que não antecipa que o alargamento da tipologia de responsabilidades objeto de garantia, com a integração dos custos de financiamento da TS, possam alterar materialmente a base de custos do gestor integrado de garantias.

Num plano distinto e com gradações também diferentes, entidades como a **Acciona**, **APREN**, **Elecpor**, **Elecgas**, **Iberdrola**, **Solara4** e **Trustenergy** manifestam uma discordância quanto à integração dos valores relativos ao financiamento da TS no âmbito da valorização de garantia a prestar pelos agentes financiadores, questionando-se, em alguns casos, a legitimidade para se poder atuar neste sentido (estabelecer a obrigação de prestação de garantia).

Por outro lado, alguns agentes (**JAFplus** e **GALP**, fundamentalmente), não explicitando discordância com o princípio de englobamento dos valores relativos ao financiamento da TS na valorização de garantias a prestar, mencionam ainda assim que tal supõe um incremento de custos a serem suportados pelos agentes financiadores. No caso específico da **EDP** e da **E-Redes**, sendo globalmente favoráveis à proposta, enfatizam a estrita necessidade de revisão do quadro regulamentar da gestão de riscos e garantias no SEN e no SNG (Diretiva 7/2021), de modo a acomodar a integração das responsabilidades para com o gestor global do SEN no quadro do financiamento da TS com aquele regime.

Por fim, também num plano de concordância com a proposta inicial, a **REN** veio expressar preocupação quanto à integração de entidades que, atualmente, não atuam como agente de mercado e, nessa medida, não disponham de Contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema, o que, por sua vez, pode dificultar a operacionalização de garantia a ser prestada. Menciona ainda, no mesmo plano, a necessidade de clarificar o âmbito e alcance de atuação da figura de agregador para o propósito em causa.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

A ERSE inscreveu explicitamente a prestação de garantias no âmbito dos custos de financiamento da TS como medida de mitigação do risco sistémico para as atividades que constituem uma componente crítica do funcionamento do SEN e do próprio mercado, como o é, designadamente, a atividade de gestão global do SEN.

A previsão de constituição de garantia pelos valores devidos ao gestor global do SEN a título dos custos de financiamento da TS funda-se no princípio de que estes encargos têm o caráter de uma responsabilidade assumida pelos agentes financiadores junto daquela entidade, o que, em conceito e na prática, em nada se distingue das restantes responsabilidades já hoje assumidas no quadro do relacionamento comercial com o próprio gestor global do SEN.

Importa, desde logo, considerar que a circunstância de se prever que cabe ao gestor global do SEN a faturação dos encargos com o financiamento da TS aos respetivos agentes financiadores, emana,

explicitamente, do Decreto-Lei n.º 104/2023. Importa ainda reconhecer que, assim sendo por força de lei, o circuito de tais encargos entre agentes financiadores e o gestor global do SEN em pouco, ou mesmo nada, difere do circuito de encargos das demais responsabilidades constituídas perante aquele agente, que, como é sabido, se encontram abrangidas pela prestação de garantia, de modo a salvaguardar a ocorrência de riscos de natureza sistémica.

Posto isto, entende a ERSE que não apenas todos os agentes (sejam produtores ou comercializadores) são beneficiários da minimização dos riscos de natureza sistémica que possam afetar uma função tão nuclear ao funcionamento do sistema e do mercado como o é o gestor global do SEN, como igualmente a habilitação legal ou regulamentar para a constituição de garantias no contexto dos custos da TS decorre da leitura articulada do Decreto-Lei n.º 104/2023 e do próprio Decreto-Lei n.º 15/2022, este último no que concerne às atividades a serem objeto de imunização de riscos de natureza sistémica.

Acresce que, na estimativa efetuada pela ERSE, o impacte do acréscimo de garantias que agora se exige não excede os 5% do valor já hoje obrigatoriamente constituído, cabendo, em muitos casos, esse acréscimo na margem de garantias constituídas pelos agentes.

Adicionalmente, como se fez notar no documento justificativo que acompanhou a proposta, a conclusão deste processo determina a necessária adaptação do regime de gestão de riscos e garantias no SEN e SNG (Diretiva n.º 7/2021), para explicitação dos encargos com a taifa social.

Todavia, ao invés do que parece ser sugerido no parecer do **CC**, não pretende a ERSE que essa alteração da Diretiva n.º 7/2021 venha a determinar que a obrigação de demanda judicial das entidades devedoras se transfira dos operadores (gestor global do SEN ou operadores de rede) para o próprio gestor integrado de garantias (GIG), porquanto são os primeiros que se constituem efetivamente como credores na relação comercial e não o GIG que, para estes efeitos, não se constitui como uma contraparte central contra a qual todas as liquidações são efetuadas. O **CT**, a este respeito, acompanha o entendimento da ERSE ao expressar que a atuação por via da execução de garantias, sempre que necessário (pelo GIG), não desonera as entidades que são formalmente credoras de desenvolverem as ações tendentes à recuperação desses mesmos créditos.

Em acréscimo, no que respeita à densidade de atuação do próprio GIG e eventual impacte nos custos de operação desta entidade, cabe referir que a ERSE estima que os mesmos sejam impactados de forma muito marginal pelo alargamento da gestão das garantias aos encargos com o financiamento da TS, porquanto o esforço administrativo que impende sobre o GIG está associado ao número de documentos (faturas, na

sua esmagadora maioria) e não ao seu valor. Refira-se ainda que, no quadro atual, são geridos pelo GIG cerca de 3000 documentos por mês, relativos ao setor elétrico, sendo que, com apenas uma fatura mensal por agente financiador, não se estima que o acréscimo de documentos seja superior a 5% do que atualmente já existe.

3.3 DEVERES DE REPORTE

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A respeito da operacionalização do regime de definição dos custos de financiamento da TS, o **CC** e o **CT** vêm suscitar a clarificação quanto a obrigações de reporte a serem concretizadas pelos produtores, designadamente quanto à sua periodicidade e recorrência. Em linha com estes comentários, **EDP**, **Elecgas**, **Elecpor** e **Trustenergy**, suscitam também a questão da eventual recorrência de reporte por parte dos produtores, em periodicidade que, no limite, se poderia estabelecer como mensal dependendo da interpretação e aplicação da norma regulamentar.

Num outro plano, mas ainda a respeito do reporte a ser concretizado pelos produtores, o **CC**, a **APREN**, a **Elecpor**, **REN** e **Trustenergy**, colocam questões quanto ao âmbito de abrangência da obrigação de reporte e sua clarificação, mormente quanto à necessidade de reporte relativa aos produtores isentos do financiamento da TS no quadro da lei.

A respeito da certificação por ROC da informação dos produtores que permite aferir o cumprimento dos critérios de isenção do financiamento dos custos com a TS, foram recebidos comentários de várias entidades¹⁴ que consideram esse requisito excessivo, uma vez que a informação necessária é factual e está na posse da DGEG, sendo também referidos os custos adicionais para os produtores associados a este requisito. Adicionalmente, o **CT** e a **EDP** sugerem que a certificação pelo ROC deveria incidir sobre um reporte único anual consolidado do produtor e o prazo para o seu envio deve ser aumentado para 30 dias, sem prejuízo do envio da informação pelos produtores no prazo de 15 dias, como estabelecido na Diretiva de Procedimentos. Numa perspetiva similar, a **Elecgas** e a **Trustenergy** pedem uma clarificação da regularidade de envio desta certificação.

¹⁴ CC, Acciona, APREN, Elecgas, Elecpor e a Trustenergy.

Por fim, a **APREN** e a **Iberdrola** questionam a habilitação dos ROC para as questões tarifárias e técnicas associadas à certificação que se pretende, bem como a sua assunção de responsabilidade para certificar a isenção ou sujeição dos agentes ao pagamento da TS. Sobre esta matéria, a **Iberdrola** propõe que a Ordem dos Revisores Oficiais de Contas (OROC) seja chamada a pronunciar-se sobre o assunto.

No que se refere aos deveres de reporte que impendem sobre os operadores de rede, o **CC** e o **CT** vêm suscitar uma ponderação sobre a periodicidade e prazos de reporte a implementar, assim como a possibilidade de utilizar formatos de reporte que, se não na totalidade, pelo menos em boa parte sejam já atualmente empregues. Num plano similar, a **E-Redes** e a **REN**, a primeira enquanto operador de rede e a segunda na qualidade de gestor global do SEN, consideram ser desejável que a regulamentação permita a utilização dos formatos e canais de reporte já hoje utilizados entre estas duas entidades, sem prejuízo da sua adequação ao reporte de volumes no referencial de consumo.

Ainda a respeito do reporte a ser concretizado pelos operadores de rede, **EDA**, **CEVE** e, num plano mais indireto, a **REN**, formularam comentários no sentido de se aclarar a abrangência, ou não, das obrigações de reporte a todos os operadores de rede, incluindo os operadores de rede exclusivamente em baixa tensão e os operadores de rede nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira.

Por fim e ainda a respeito do reporte dos operadores de rede, **APREN**, **EDP** e **Elergone**, a respeito de prazos e procedimento de acerto dos reportes previstos, consideram que, ou o prazo de reporte seja mais alargado, ou o objeto reportado (consumos) se possam referir a um período de contagens já fechado.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

A proposta de regulamentação procedimental pretendeu instituir uma base informativa, designadamente a respeito da atividade de produção, que garanta a maior aderência do conjunto de entidades financiadoras ao perímetro de entidades a considerar por aplicação do Decreto-Lei n.º 104/2023. No caso específico da atividade de produção, tal passa por constituir uma base informacional, atualmente inexistente, com a abrangência necessária que permita identificar, em condições de absoluta equivalência de tratamento, quais daquelas entidades (produtores) se devem considerar no perímetro do financiamento dos custos com a TS e quais as que se encontram, de forma fundamentada, isentos de tais encargos.

Acresce que a filosofia de construção da obrigação de reporte de informação por parte dos produtores, com as características antes mencionadas, não obriga a que o reporte de alterações de estado se faça quando estas não tenham já ocorrido, pelo que a ERSE entende que a situação de uma eventual

circunstância de reporte recorrente de data de fim da isenção (por se alterar, por exemplo, de forma também contínua a data de fim dos instrumentos de tarifa garantida) não se coloca com essa característica, sendo apenas devido o reporte quando efetivamente a situação se tenha alterado.

Já quanto à abrangência das obrigações de reporte, a ERSE reconhece que existe, na redação adotada para a proposta de diretiva procedimental, uma redação que pode induzir em equívocos de aplicação, razão pela qual adapta a redação da alínea b) do n.º 2 do artigo 1.º, a epígrafe do artigo 5.º e o primeiro parágrafo do Anexo I.2 dessa mesma proposta, clarificando que a abrangência do reporte se faz incidir em todos os produtores. Já no que se refere ao artigo 2.º da mesma proposta, faz-se notar que este artigo se refere aos procedimentos de faturação, razão pela qual se restringe a abrangência aos produtores que se tenha apurado estarem sujeitos a esta obrigação.

A respeito das questões colocadas sobre a certificação da informação a reportar, recorde-se que, nos termos do Decreto-Lei n.º 104/2023, as isenções ao financiamento da TS não estão associadas apenas à potência de ligação dos centros eletroprodutores, mas também à tecnologia de produção, regime de remuneração ou existência de contribuições para o SEN associadas à obtenção de capacidade de ligação à rede, assim como dos prazos de vigência destes regimes. Por estes motivos, o requisito de reporte de informação pelos produtores é central e a sua certificação necessária para assegurar uma fonte de informação com elevada fiabilidade. Ainda assim, de modo a assegurar a boa aplicação da norma e a existência de informação com a necessária qualidade e fiabilidade, a ERSE procede a ajustamentos de redação da sua proposta, no sentido da obrigação da certificação da informação reportada por cada produtor se aplicar ao primeiro envio ao GGS e quando ocorrerem alterações da informação desse produtor, que afetem as condições que lhe conferem a isenção do financiamento dos custos com a TS. Deste modo, há uma maior proporcionalidade para permitir o cumprimento da obrigação com a mencionada certificação.

Na perspetiva da ERSE, a certificação por ROC da informação dos produtores que permite aferir o cumprimento dos critérios de isenção do financiamento da TS, consistirá num procedimento acordado de verificação factual de documentação e emissão de declaração que ateste o cumprimento dos critérios legais. Quanto à necessidade de pronúncia da OROC, a ERSE não vê qualquer inconveniente a que tal aconteça, até porque no passado esta Ordem já colaborou com a ERSE, tendo dessa colaboração resultado a publicação do Guia de Aplicação Técnica da OROC n.º 15¹⁵.

¹⁵ GAT 15 disponível em <https://www.roc.pt/Uploads/Files/GAT15-Circular106.pdf> .

A respeito da prestação de informação pelos operadores de rede ao gestor global do SEN, como, de resto o documento justificativo que acompanhou a proposta refere, cabe recordar que a proposta efetuada partiu de uma estrutura de reporte de informação que já hoje existe entre aquelas entidades, com uma periodicidade diária (no referencial de produção). Com efeito, de forma a minimizar custos com a construção de reportes de dados e riscos de erros de processamento, a estrutura do reporte de informação dos operadores de rede ao gestor global do SEN mimetiza, em conteúdo e fluxo funcional, o que se efetua todos os dias para efeitos de apuramento dos desvios de programação das carteiras de comercialização e demais agentes do lado do consumo.

Acresce que o procedimento de agregação de dados de consumo é efetuado pelos operadores de rede com a aquisição das medidas de consumo no referencial de consumo (energia em contadores), que, depois, agrega por agente e aplica dos fatores de perdas em cada nível de tensão, e envia ao gestor global do SEN, em base diária. Ora, o procedimento de reporte instituído na proposta de diretiva limita-se a estabelecer uma agregação temporal da informação que os operadores de rede adquirem diariamente e a remetê-la ao gestor global do SEN, numa abordagem mais simples e fiel aos dados que a que se teria se fosse imposto a esta última entidade o dever de descontar os fatores de perdas aos consumos afetos a cada carteira.

Em todo o caso, havendo já um formato que se encontre estabilizado entre os operadores de rede e o gestor global do SEN que permita agregar a mesma informação, a ERSE considera viável que esse possa ser adotado, desde que por acordo entre as duas entidades e desde que o seu conteúdo objetivo inclua todos os itens previstos na tabela 1 do Anexo I.1.

Já quanto à abrangência dos deveres de reporte dos operadores de rede ao gestor global do SEN, que, de resto, têm explícita previsão no Decreto-Lei n.º 104/2023, estes são de aplicação uniforme a todos os operadores de rede, de modo a que seja caracterizado todo o consumo a clientes finais, com independência da rede em que são abastecidos.

Sem prejuízo do antes dito, a situação dos operadores de rede exclusivamente em baixa tensão e dos operadores de rede nas regiões autónomas, por razões diferentes, tem algumas particularidades. No caso dos primeiros as entregas às redes por si operadas tendem, na atual conjuntura operacional, a estar refletidas no abastecimento a clientes em MT e, portanto, agregadas pelo respetivo operador de rede em MT. No caso dos segundos, o processo de consideração está implícito na metodologia da convergência tarifária entre o Continente e as regiões autónomas.

Por fim, a respeito de prazos e acertos dos consumos reportados, deve mencionar-se que a proposta de procedimentos para a faturação pelo gestor global do SEN aos agentes comercializadores parte da informação de consumos apurada pelos operadores de rede, desde logo para efeitos de encargos com os desvios à programação. Ainda que se reconheça que, no passado, os acertos de carteira possam ter assumido alguma expressão, a implementação de forma muito abrangente da contagem inteligente¹⁶ minimiza em muito tais inconsistências de volume. Por outro lado, a ERSE considera que a adoção desta prática, mesmo na presença de inconsistências residuais, tenderá a implicar custos globalmente inferiores aos que decorreriam da implementação de uma arquitetura de acertos de faturação, que oneram o sistema e os próprios comercializadores.

3.4 INFORMAÇÃO À ERSE E PERÍODO TRANSITÓRIO

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

O **CC**, no seu parecer à proposta colocada em consulta pública veio referir que o modelo proposto pela ERSE, para operacionalizar o financiamento dos custos da TS, comporta alguma complexidade para os agentes envolvidos, sobretudo na operacionalização dos deveres de reporte. Em particular, refere-se que o citado modelo “(...) exige ao GGS desenvolvimentos e adaptações aos processos e sistemas de informação que os suportam”, pelo que, no entender do **CC** deveria acomodar-se o prazo para o primeiro reporte de informação à ERSE, alargando-o para a data de 30 de junho de 2024.

Em linha com o comentário citado, a **REN**, por sua vez, vem sustentar, com a mesma fundamentação que o **CC**, que se deveria dotar um período transitório para que se assegure a aplicação de todos os procedimentos previstos na proposta colocada em consulta pública.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

A respeito da dilação temporal para o reporte de informação, a ERSE entende que a informação requerida não é mais do que a súpula da informação que haja sido remetida pelos produtores e operadores de rede

¹⁶ Nos termos do artigo 282.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, todos os clientes abastecidos em baixa tensão deverão dispor de um contador inteligente integrado nas infraestruturas das redes inteligentes até final de 2024.

ao gestor global do SEN, assim como os valores faturados que agrega e comunica aos agentes financiadores e ao GIG para constituição de garantias. Sublinha-se que a proposta efetuada pela ERSE procurou aderir, funcional e conceptualmente, ao que se implementou para os reportes de informação (mesmo formato e tipologia de ficheiros), no âmbito da gestão de riscos e garantias do SEN e SNG, que o gestor global do SEN utiliza atualmente.

Acresce que a publicação do Decreto-lei n.º 104/2023, em 17 de novembro de 2023, assim como o lançamento da consulta pública dos presentes procedimentos constituíram elemento suficientemente claro para que o gestor global do SEN iniciasse a previsão operacional dos procedimentos de faturação, permitindo uma atuação mais tempestiva que a sugerida. Adicionalmente, a respeito dos formatos de reporte de informação, na redação final da regulamentação, estabelece-se a possibilidade de se utilizarem formatos de reporte (entre operadores de rede e o gestor global do SEN) que se encontrem já protocolados entre as partes, o que, de resto, foi a filosofia que esteve subjacente à proposta colocada em consulta pública.

Sem prejuízo do antes dito, a ERSE toma em consideração o comentário suscitado pelo CC prevendo uma disposição transitória para a implementação destes procedimentos, diferindo o seu cumprimento até 15 de julho de 2024 (em 15 dias corridos adicionais ao prazo sugerido), sem prejuízo de nessa data repor o histórico de dados desde o início de aplicação dos procedimentos propostos.

Por fim, a existência de um período transitório, como sustentado pela REN, que implicasse também a derrogação da faturação aos agentes financiadores, conflituaria com a preocupação que a própria REN manifesta com o seu equilíbrio e neutralidade financeira.

3.5 PROCEDIMENTOS DE FATURAÇÃO E PRAZOS DE PAGAMENTO

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

No que concerne ao prazo de pagamento proposto para as responsabilidades junto do gestor global do SEN, relativas aos custos de financiamento da TS, um conjunto relativamente alargado de entidades, de entre as quais se contam a **Acciona**, **ACEMEL**, **Alfa Energia**, **Coopérnico**, **Elecgas**, **Elergone**, **Enforcesco**, **GALP**, **JAFplus** e **Trustenergy**, vieram sustentar, com matizes distintas, o alargamento do prazo de 10 dias corridos que se inscreveu na proposta colocada a consulta pública.

Também a respeito dos valores a faturar, mas num plano diverso do prazo de pagamento para os encargos, o **CC** veio suscitar “(...) que, no novo modelo de financiamento agora em consulta, a incerteza relativamente aos valores anuais faturados pelo GGS aos comercializadores, dada a sua dependência da energia efetivamente alocada às respetivas carteiras, conduzirá, inevitavelmente, a diferenças entre os valores globais cobrados pelo GGS aos agentes financiadores e os valores faturados pelos ORD ao GGS, introduzindo um novo desvio no GGS cujo ajustamento deverá ser devidamente acautelado”.

Por fim, a respeito dos meios de pagamento que se convencionem para a regularização das responsabilidades por parte dos agentes financiadores, a **REN** veio sugerir que expressamente se prevejam os meios de pagamento “(...) tradicionais e que não desconsiderem a prática já estabelecida, nomeadamente os definidos (e consolidados) no contrato de adesão em mercado de serviços de sistema”. A **REN** vem também sugerir que, nos procedimentos de operacionalização do financiamento dos custos de TS, relativos a faturação pelo GGS, se viabilize expressamente a faturação aos centros eletroprodutores de forma agregada, através de um agregador.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

A respeito do prazo de pagamento das responsabilidades relativas aos custos de financiamento da TS, estes foram, na proposta colocada a consulta pública, ancorados no ciclo de pagamentos que já hoje os comercializadores assumem e devem cumprir junto do gestor global do SEN, podendo não coincidir com o ciclo de faturação a clientes finais, que, por sua vez, se encontra mais próximo do ciclo de faturação dos acessos à rede pelo operador de rede. Em todo o caso, cabe recordar que o prazo de pagamento convencionado nas condições gerais do contrato de adesão ao mercado de serviços de sistema é, atualmente, de 7 (sete) dias de calendário, ou seja, menos 3 (três) dias que o que se previu para os encargos com a TS.

Neste sentido, entende a ERSE que a regra de definição do prazo de pagamentos deve aproximar-se da que se estabelece para a liquidação dos demais encargos junto do gestor global do SEN, sendo que, no caso vertente da TS, já se previu, na proposta, um prazo mais alargado que o que se encontra convencionado no âmbito do contrato de adesão ao mercado de serviços de sistema. Cabe também mencionar que, havendo um eventual alargamento do prazo previsto, este teria repercussão no cálculo da garantia exigível, o que reforça a condição de equilíbrio que a ERSE entende que a proposta regulamentar procurou assegurar.

No que se refere aos meios de pagamento a utilizar, entende a ERSE que a redação da proposta regulamentar já conferiu discricionariedade ao gestor global do SEN para poder definir os meios de pagamento convencionados para a liquidação dos custos de financiamento da TS pelos agentes financiadores. De resto, mais se refere que tais meios podem ser os que se encontrem convencionados no contrato de adesão ao mercado de serviços de sistema, portanto aqueles que possam beneficiar de uma estabilização e precedência consolidada de utilização.

Já no que se refere à possibilidade de faturação a agregador, a ERSE entende que a leitura conjugada do n.º 1 e do n.º 6 do artigo 2.º da proposta colocada a consulta pública já acomodou o pretendido, chamando-se a atenção para a circunstância de não ser possível prescindir do detalhe de cada centro eletroprodutor, já que é nesta granularidade que se efetua a verificação da condição de isenção. Ainda assim, na redação do citado artigo, a ERSE adita um novo número que pretende clarificar a titularidade do contrato de adesão ao mercado de serviços de sistema para efeitos dos encargos com a TS, incluindo no quadro da agregação.

Por fim, no que se refere ao comentário do **CC** relativo à cadeia de faturação dos encargos com a TS, cabe referir que o procedimento de faturação assente em periodicidade mensal e nos volumes medidos de energia consumida reduz, no entender da ERSE, os desajustes que ocorreriam pela evolução natural dos consumos dos clientes ou mesmo pela recomposição das carteiras de clientes de cada comercializador. Com efeito, o modelo adotado, além das vantagens de simplificação administrativa pela utilização de um instrumental de faturação já existente, permite que as carteiras de comercialização com crescimento orgânico sejam oneradas com o respetivo custo quando os consumos aumentam, assim como as carteiras de comercialização em redução orgânica ou mesmo em redução total, veem acomodar-se-lhes o encargo faturado aos consumos que abastecem e faturam a clientes finais – assim acomodando uma diferente composição de custos face ao inicialmente previsto, mas não necessariamente um desencontro substancial de volumes faturados.

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

O presente capítulo enuncia os comentários recebidos na consulta pública que, pela sua especificidade ou tema levantado, não se encontram nos capítulos anteriores, entendendo-se que beneficiam de uma resposta dedicada com o objetivo de clarificar a posição da ERSE.

4.1 MODELO DE FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

O princípio da não discriminação foi o principal tema abordado pelos participantes relativamente ao modelo de financiamento da TS estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 104/2023.

Um conjunto significativo de agentes¹⁷ destacaram a natureza de política social subjacente ao instrumento da TS, defendendo que o financiamento deste custo deveria ser garantido por verbas inscritas no Orçamento do Estado ou da Segurança Social (ou com uma taxa de solidariedade aplicada a todos os consumidores). O financiamento via fundos públicos permitiria cumprir as diretrizes europeias, prosseguir um objetivo de interesse económico geral e respeitar o princípio da proporcionalidade.

Ainda no âmbito do modelo de financiamento, numa análise intersectorial a **Galp** sugeriu que o modelo de financiamento em EUR/MWh seja estendido ao setor do gás e assinala a existência de decisões não uniformes no SEN e no SNG relativamente à repercussão do financiamento da TS nos CUR.

No âmbito da discussão do modelo de financiamento dos custos com a TS, o **CT, CC, ACEMEL, APREN, Coopeérnico, DECO, ElecGás, JAFPlus, Iberdrola e a TrustEnergy** destacam o “Estudo sobre o modelo de financiamento da Tarifa Social de Eletricidade”, de abril de 2019 desenvolvido pela ERSE, que analisou o modelo existente à data (que imputava o custo com a TS exclusivamente aos produtores), bem como modelos alternativos e as suas vantagens e desvantagens.

¹⁷ CT, CC, Acciona, ACEMEL, APIGCEE, APREN, CEVE, Coopérnico, DECO, ElecGás, ELECPOR, Endesa, Fortia, GALP, JAFPlus, Luzboa, Megasa, Muon, REN, SmartEnergy e a TrustEnergy.

Adicionalmente, um conjunto de agentes¹⁸ destacou que o modelo de financiamento da TS deverá incluir os operadores de rede de transporte e de distribuição e/ou colocar os produtores e comercializadores em igualdade (mesma proporção de financiamento), sob pena de ser discriminatório.

No contexto de discriminação entre agentes, foi ainda comentado pela **Elecgás** e **TrustEnergy**, que ao se efetuar a segunda repartição com um critério diferente entre produtores e comercializadores, há um tratamento desigual dos produtores cuja potência de ligação pode não se traduzir em receita, com impacto, em particular, em centrais que não controlam o seu despacho ou que estão em inatividade por maiores períodos de tempo. Um conjunto de comentários¹⁹ salientou que o modelo é discriminatório para os produtores, porque não lhes é possível repercutir o custo nos consumidores da mesma forma que os comercializadores.

No âmbito das isenções aos produtores, diversos comercializadores²⁰ propuseram um limiar máximo de energia faturada a considerar para a repartição dos custos com a TS e/ou repartir de forma igualitária entre produtores e comercializadores o financiamento da TS, criticando os critérios de isenção aos produtores.

Por seu lado, os produtores²¹ efetuaram alguns comentários relativos a instalações com armazenamento e referiram a falta da regulamentação da ERSE (**APREN**), prevista no Decreto-Lei n.º 104/2023, sobre o contributo destas instalações no financiamento. No âmbito do armazenamento, a **APREN** e a **EDP** consideram que se deve excluir da 1.ª repartição a energia injetada na rede por instalações de armazenamento co-localizadas nas instalações de produção, quando essa energia é conseguida após carregamento efetuado a partir da RESP, incluindo no caso da bombagem, tendo em vista o tratamento não discriminatório das tecnologias de armazenamento. De modo semelhante, a **ELECPOR** e a **Iberdrola** defenderam o tratamento equitativo entre o armazenamento a baterias e a bombagem, tendo argumentado que «conceptualmente os sistemas de armazenamento por baterias e por bombagem tem funções iguais para o sistema, com algumas características técnicas distintas, mas complementares» destacando a propriedade de armazenamento de longo prazo das centrais hídricas de bombagem. A

¹⁸ Acciona, ACEMEL, AlfaEnergia, APIGCEE, Coopérnico, Elecgás, Enforcesco, Fortia, JAFPlus, Luzboa, Nossa Energia e TrustEnergy

¹⁹ CT, APREN, EDP, Elecgás, ELECPOR e TrustEnergy.

²⁰ Acciona, ACEMEL, Alfa Energia, APIGCEE, Coopérnico, Elecgás, Enforcesco, Fortia, JAFPlus, Luzboa, Nossa Energia e TrustEnergy.

²¹ APREN, EDP, ELECPOR e Iberdrola.

Iberdrola reforça esta posição, referindo que as centrais hídricas com bombagem não deveriam pagar TS à semelhança do que ocorre com os titulares do armazenamento por baterias.

No âmbito da proteção da confiança do investimento e impactos na rentabilidade dos produtores, foram recebidos vários comentários. A **APREN** considera que os produtores anteriormente elegíveis beneficiam da proposta de repartição conjunta com mais entidades do setor, face ao modelo anterior, no entanto, julga injusto a imputação do custo com a TS a novos produtores, que causará uma redução imprevista na sua remuneração. A **Edisun**, **Smart Energy** e a **Solaria**, referem que este modelo implica uma violação da confiança legítima (quanto à estabilidade e previsibilidade do ordenamento jurídico) criada nos produtores que passam a ser abrangidos pelo novo modelo, acrescentando que esta alteração impacta significativamente a sua rentabilidade. A **Solaria** acrescenta que o regime de financiamento introduz condições mais lesivas que as inicialmente acordadas no processo concorrencial e é contrário ao princípio da irretroatividade das disposições mais favoráveis. Na mesma linha, a **SmartEnergy** reforça que a alteração do modelo de financiamento cria instabilidade no sector e afeta a credibilidade do país, que será dissuasora da realização de investimentos na área das energias renováveis em Portugal. Neste contexto, é possível identificar comentários da **Acciona**, **Goldenergy/Axpo**, **SmartEnergy**, que defendem que os produtores e comercializadores de energia a partir de fontes renováveis deveriam ser discriminados positivamente. Em particular, os produtores destacam o impacto da produção renovável nos preços de energia elétrica.

A **Endesa** e a **Fortia** destacaram que os mecanismos de apoio a clientes vulneráveis se devem focar em aspetos estruturais, com soluções sustentáveis a longo prazo, como medidas de eficiência energética ativas e passivas, que permitam simultaneamente minimizar o consumo de energia e assegurar o mesmo nível de conforto. É considerado por estas entidades que a aplicação da TS sobre o fornecimento de energia elétrica é uma solução ineficiente por criar distorções, transferir um custo social para as empresas do setor da energia.

Numa perspetiva diferente, a **Fortia** propõe uma redução do impacto do financiamento da TS dos consumidores eletrointensivos, que no seu entendimento pode ir até 85%, no âmbito das ajudas que os Estados-Membros podem conceder a algumas empresas de setores económicos sujeitos à concorrência internacional.

A **APREN** sugere um envolvimento maior no desenho do modelo de TS dos agentes no mercado de eletricidade, por forma a facilitar a incorporação da mesma nas suas estruturas financeiras e aumentar a eficácia na aplicação final das verbas. Recomenda que seja dada maior visibilidade às entidades

financiadoras, como parte da sua Responsabilidade Social, na informação que chega ao consumidor final, em particular o desconto da TS aplicado ao consumidor e a incidência subjetiva do mesmo.

A **JAFPLUS** refere que a ausência dos CUR não contemplados na lista, provoca uma discriminação entre os clientes em Portugal no mercado regulado relativamente aos clientes que estejam no mercado livre.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

Em 2019, a ERSE apresentou um estudo²² sobre modelos alternativos de financiamento da TS de eletricidade que avaliou as consequências diferentes ao nível dos mecanismos de aplicação e dos agentes que suportam os custos, seja direta ou indiretamente. Neste âmbito, 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.»

Neste estudo, a ERSE refere que o modelo 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.

A decisão a tomar no âmbito da Diretiva projetada tem como âmbito subjetivo o setor elétrico, uma vez que são as regras introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro, que a ERSE tem de operacionalizar.

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

²² <https://www.erse.pt/media/jaffqy4i/estudo-sobre-o-financiamento-da-tarifa-social-de-eletricidade.pdf>

Artigo 199.º-A do Decreto-Lei n.º 104/2023, é restrita aos titulares de instalações de armazenamento com recurso a baterias, nos termos da regulamentação a aprovar pela ERSE.

Neste âmbito, importa destacar que a concessão de isenção equivalente para a bombagem é de difícil operacionalização. As compras de energia para consumo de bombagem são efetuadas por unidades de mercado específicas, no referencial de mercado e 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. Donde, presentemente, é inepta qualquer discussão em torno de eventuais discriminações.

No que respeita à regulamentação a aprovar pela ERSE mencionada na alínea c) do n.º 1 do artigo 199.º-A do Decreto-Lei n.º 104/2023, não se identificaram de momento instalações às quais tenha de ser aplicada, mas em devido tempo a mesma será colocada em consulta pública.

A ERSE, em função do comentário da JAFPlus, destaca que a lista de comercializadores de mercado livre e de último recurso apresentada no documento justificativo, é a lista de comercializadores sobre o qual 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 104/2023.

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. Esta avaliação deve ser adequada à situação vigente no setor elétrico.

Deste modo, a ERSE tem vindo a efetuar as comunicações e diligências necessárias junto das entidades competentes com o objetivo de adequar o atual modelo de financiamento da TS às exigências do quadro legislativo europeu. 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 definidos, transparentes, não discriminatórios e verificáveis.

4.2 IMPACTO TARIFÁRIO NOS CLIENTES EM CASO DE REPERCUSSÃO DO FINANCIAMENTO DA TS PELOS COMERCIALIZADORES

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Nos seus comentários, o CT referiu a ausência de qualquer referência explícita, nos documentos submetidos a consulta pública, aos impactos tarifários no consumidor final, previsíveis ou estimados. Na opinião deste órgão consultivo, tal constituiria uma base de referência muito útil quer para os consumidores que irão observar comunicações de atualização tarifária dos respetivos comercializadores, quer para a própria ERSE desempenhar a sua missão de supervisão do mercado retalhista.

O CT estimou, do lado dos comercializadores, um potencial impacte máximo nos preços médios do mercado livre, na ordem dos 1,38%. Para os consumidores em BTN, estimou um impacto tarifário para os clientes do CUR no valor de 0,93% e para os clientes do mercado livre entre 0% e 1,13%, dependendo da decisão de repercussão de cada agente.

O CT insta a ERSE a aperfeiçoar este exercício de forma a estabelecer um quadro de referência e de acompanhamento no âmbito da sua missão de supervisão do mercado retalhista, recomendando o acompanhamento próximo dos impactes, nomeadamente tarifários, por forma a preparar objetivamente o seu contributo à revisão periódica do regime de financiamento agora adotado.

Adicionalmente, o CT recomenda que a ERSE esclareça a metodologia a aplicar pelos Comercializadores em ML aos seus clientes que tenham optado pela Tarifa Equiparada à TTVCf.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

O impacto do financiamento da TS é de cerca de 2,9 EUR/MWh, em 2024, para os comercializadores. Em relação ao impacto que o financiamento pelos comercializadores possa ter nos consumidores, tal dependerá do respetivo comercializador, nomeadamente da sua estratégia comercial. Efetivamente, fazendo parte da sua estrutura de custos, será decisão do comercializador qual a margem a repercutir aos seus clientes. Naturalmente, a ERSE manterá a sua atividade de monitorização dos preços das ofertas disponibilizadas aos clientes, assim como dos preços praticados pelos comercializadores.

No que respeita à disponibilização das condições equiparadas à tarifa transitória (do CUR), é de salientar que, para os comercializadores, tal se afigura como uma opção e não uma obrigação. Logo, podem a todo

o tempo, os comercializadores decidir se a praticam, avaliando se o preço recupera a margem comercial que considerem razoável e os seus custos com o financiamento da TS. Necessariamente, caso decidam disponibilizar a tarifa equiparada, não lhe podem adicionar qualquer outra parcela. Refira-se, que atualmente só há um comercializador a disponibilizar condições equiparadas à tarifa transitória (do CUR).

4.3 REGULARIZAÇÃO DE FLUXOS DE FINANCIAMENTO DO PASSADO

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Nos seus comentários, a **EDA** refere a necessidade de regularização de fluxos do financiamento da TS referentes a anos anteriores, nomeadamente aos valores indicados nas Diretivas de fixação anual e excecional das tarifas de eletricidade da ERSE, que o ORT tem de transferir para a EDA. Neste comentário, a EDA refere a fundamentação da Consulta de Interessados n.º 9/2022, que deu origem à publicação pela ERSE da Diretiva n.º 1/2024, bem como os esclarecimentos já prestados pela ERSE sobre este tema, e invoca que o n.º 2 do artigo 199.º-E do Decreto-Lei n.º 15/2022, na sua redação atual, incorpora o entendimento de que deve ser o ORT a suportar provisoriamente os montantes não pagos pelos produtores. Neste contexto, sinaliza que a REN ainda não regularizou transferências referentes ao período de 2017 a 2023.

Por outro lado, a **REN** sinaliza nos seus comentários a existência de uma diferença, de cerca de 7 mil euros em seu desfavor, entre o acumulado dos montantes que terá de transferir para os ORD nos anos de 2023 e 2024, publicados nas Diretivas de fixação das tarifas pela ERSE²³, e os valores que serão faturados aos agentes financiadores dos custos com a TS nesses dois anos²⁴.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

Sobre o comentário apresentado pela **EDA**, os fluxos de financiamento da TS existentes entre os agentes financiadores e o GGS devem ser desacoplados dos fluxos que o GGS tem de efetuar para os operadores das redes de distribuição. Estes últimos correspondem aos montantes indicados nas Diretivas da ERSE, de

²³ Nomeadamente a Diretiva n.º 3/2023, de 11 de janeiro, que fixa as tarifas de eletricidade para 2023, a Diretiva n.º 14/2023, de 26 de julho, de fixação excecional das tarifas de eletricidade de julho a dezembro de 2023, e a Diretiva ERSE n.º 10/2024, de 7 de fevereiro, que fixa as tarifas de eletricidade para 2024.

²⁴ De acordo com a Diretiva n.º 1/2024, de 9 de janeiro, relativa à repartição do financiamento dos custos com a tarifa social para o período entre 1 de janeiro e 17 de novembro de 2023, e com o projeto de Diretiva com a repartição do financiamento da tarifa social para o período de 18 de novembro de 2023 a 31 de dezembro de 2023 e ano de 2024.

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 no documento de fundamentação da decisão da Consulta de Interessados n.º 9/2022 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 é que 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.

Quanto à diferença de cerca de 7 mil euros assinalada pela REN, identificou-se que decorre das taxas de juro aplicadas em ajustamentos. Para o cálculo dos ajustamentos implícitos nas transferências dos agentes financiadores para o ORT²⁵, foram utilizadas, sempre que possível, as taxas de juro, definitivas i.e., aplicaram-se as taxas de juro reais de 2018 a 2022, de acordo com o RT em vigor. No entanto, as transferências do ORT para os ORD, determinadas no exercício tarifário de 2023, consideravam uma taxa de juro provisório de 2022 (até 15 de novembro) no cálculo do ajustamento definitivo de 2021. Assim, a diferença identificada pela REN resulta da aplicação de duas taxas de juro diferentes relativas ao ano de 2022 (1,600 % taxa de juro real e 1,335% taxa de juro provisório), a fluxos financeiros que deveriam ser neutros. A recuperação desta diferença será operacionalizada no próximo ajustamento a determinar ao abrigo do modelo de financiamento anterior ao estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 104/2023.

4.4 APLICAÇÃO DO REGIME SANCIONATÓRIO

SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A TrustEnergy advoga que, sendo aplicáveis ao processo de contraordenação os princípios da legalidade e da tipicidade (conforme artigo 29.º, n.ºs 1 e 3 da CRP), a formulação do artigo 8.º, respeitante ao regime sancionatório pode levantar questões de conformidade, porque “poderá não ser possível retirar da letra

²⁵ De acordo com a Diretiva n.º 1/2024, de 9 de janeiro, que aprovou a repartição do financiamento dos custos com a TS, respeitantes ao período de 1 de janeiro a 17 de novembro de 2023 e aos ajustamentos de 2018 a 2022, com incidência no ano de 2024.

da lei, diretamente, quais os atos ou omissões que determinam responsabilidade contraordenacional e as suas consequências”.

PONDERAÇÃO DE COMENTÁRIOS E DECISÃO DA ERSE

É certo que são aplicáveis ao processo contraordenacional os princípios da legalidade e da tipicidade, os quais se encontram plasmados na CRP e na lei (*v.g.*, artigo 43.º do RGCO). Não obstante, é inequívoco que o ilícito contraordenacional corresponde a um ilícito qualitativamente distinto do criminal e, por esse motivo, as regras constantes da CRP quanto ao processo criminal não podem, evidentemente, ser aplicadas sem mais ao processo sancionatório, como resulta da jurisprudência do Tribunal Constitucional e da aplicação do Direito pelo Tribunal da Concorrência, Regulação e Supervisão.

Tenha-se presente que, nos termos do artigo 8.º projetado, se estabelece como contraordenação punível nos termos do Regime Sancionatório do Setor Energético (RSSE) a violação de “disposições estabelecidas na presente Diretiva”. Evidentemente, serão consideradas contraordenações as violações de **deveres** por parte das **entidades sujeitas ao poder sancionatório da ERSE**. Ora, o artigo 28.º, n.º 3, al. j) do RSSE sanciona *(i)* violações às normas de dever bem recortadas e definidas por leis e regulamentos do setor energético, *(ii)* que são aplicáveis a um universo bem determinado e especializado de atividades dos setores regulados *(iii)* tendo as normas por destinatário primacial entidades sujeitas à regulação da ERSE *(iv)* no quadro de uma atividade sujeita à regulação *(v)* estando claro, no regime sancionatório, quais as sanções aplicáveis aos agentes e o demais necessário. Todos os requisitos se aplicam, estando clara na Diretiva a punibilidade, nos termos do RSSE.

Pelos motivos expostos *supra*, a ERSE decidiu manter a sua proposta.

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

