

# CONSULTA PÚBLICA 124

## DOCUMENTO JUSTIFICATIVO

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

SETOR ELÉTRICO



Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)

[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>ENQUADRAMENTO .....</b>	<b>4</b>
<b>3</b>	<b>PROPOSTA DE AJUSTAMENTO DEFINITIVO DO FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL RESPEITANTE AO PERÍODO DE 1 DE JANEIRO A 17 DE NOVEMBRO DE 2023 (ANTERIOR À VIGÊNCIA DO DECRETO LEI N.º 104/2023).....</b>	<b>7</b>
<b>4</b>	<b>PROPOSTA DE REPARTIÇÃO DO FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL EM 2025 E AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2023 E 2024 (NO ÂMBITO DO DECRETO-LEI N.º104/2023) ....</b>	<b>13</b>
4.1	Pressupostos para a repartição do financiamento dos custos com a tarifa social .....	14
4.1.1	Casos particulares identificados para os centros eletroprodutores .....	16
4.2	Metodologia de cálculo do Financiamento da tarifa social .....	21
4.3	Transferências no ano 2025 .....	27
4.3.1	Financiamento pelos centros eletroprodutores .....	29
4.3.2	Financiamento pelos comercializadores e demais agentes de mercado na função consumo .....	38
4.3.3	Valores previstos dos montantes de tarifa social a financiar por agente .....	38
<b>5</b>	<b>INFORMAÇÃO NECESSÁRIA PARA A OPERACIONALIZAÇÃO DA REPARTIÇÃO DA TARIFA SOCIAL... </b>	<b>42</b>
<b>6</b>	<b>ANEXOS .....</b>	<b>44</b>



## 1 INTRODUÇÃO

A repartição do financiamento dos custos com a tarifa social (TS) respeitantes ao período de 1 de janeiro a 17 de novembro de 2023, com reflexo no ano de 2024, foi publicada através da Diretiva n.º 1/2024, de 9 de janeiro. Esta repartição foi realizada nos termos do artigo 199.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação original, que estabelece que os custos com a TS são financiados pelos centros eletroprodutores<sup>1</sup> na proporção da potência instalada.

Entretanto, o modelo de financiamento dos custos com a TS de energia elétrica foi alterado com a publicação do Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro (na redação da Declaração de Retificação n.º 33/2023, de 22 de dezembro), que introduziu um conjunto de alterações ao modelo anteriormente vigente, nomeadamente ao considerar como agentes financiadores da TS, não só os titulares de centros eletroprodutores, mas também os comercializadores e os demais agentes de mercado na função de consumo de energia elétrica. Ao abrigo deste quadro legal, a Diretiva n.º 14/2024, de 8 de maio, publicou a repartição do financiamento dos custos com a TS respeitantes ao período de 18 de novembro de 2023 a 31 de dezembro de 2023 e ao ano de 2024, com reflexo no ano de 2024.

O quadro legal em vigor prevê a realização de consultas públicas pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), para o apuramento da liquidação da tarifa social, incluindo os ajustamentos relativos a anos anteriores, o que promove a auscultação dos agentes financiadores e a sua pronúncia sobre a proposta de repartição dos montantes a financiar no ano seguinte, previamente à sua publicação em Diário da República. Adicionalmente, como mencionado no “Relatório da Consulta Pública n.º 119”<sup>2</sup>, existem vantagens na realização destas consultas públicas em simultâneo com a apreciação da proposta anual de tarifas e preços de energia elétrica.

Neste quadro, em paralelo com a submissão ao Conselho Tarifário, a 15 de outubro, da proposta de tarifas e preços de energia elétrica para 2025, a ERSE coloca agora em consulta pública<sup>3</sup> a proposta de repartição do financiamento dos custos com a TS respeitantes ao ano de 2025 e ajustamentos dos anos anteriores. Em concreto, esta consulta pública contempla as propostas para:

---

<sup>1</sup> Mais concretamente, pelos centros electroprodutores com fonte de energia primária não renovável e os aproveitamentos hidroelétricos com potência de ligação superior a 10 MVA.

<sup>2</sup> [https://www.erse.pt/media/vfmh4rrn/cp-119\\_rel%C3%B3rio.pdf](https://www.erse.pt/media/vfmh4rrn/cp-119_rel%C3%B3rio.pdf)

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

1. Ajustamentos definitivos da repartição do financiamento dos custos com a TS respeitantes ao período de 1 de janeiro a 17 de novembro de 2023 <sup>4</sup>, apurados ao abrigo do quadro legal anterior à publicação do Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro (na redação da Declaração de Retificação n.º 33/2023, de 22 de dezembro).
2. Repartição do financiamento dos custos com a TS respeitantes ao ano de 2025, ajustamentos provisórios do ano de 2024 e ajustamentos provisórios referentes ao período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023 <sup>5</sup>, apurados ao abrigo do quadro legal em vigor.

No presente documento descrevem-se os pressupostos e parâmetros adotados, explicitam-se os cálculos e apresenta-se o resultado da proposta de repartição dos custos com o financiamento da TS pelos agentes financiadores, nos períodos acima indicados. Nota-se que o montante de custos com a TS a financiar no ano de 2025 que foi usado nesta consulta pública é o que consta na proposta de tarifas e preços de energia elétrica para 2025, o qual poderá sofrer alterações até à publicação a 15 de dezembro, nomeadamente devido à alteração do cálculo das tarifas e preços resultantes de recomendações que constem no parecer do Conselho Tarifário. A decisão a tomar pela ERSE sobre os temas colocados em consulta será concretizada com a publicação de duas Diretivas, cujas propostas constam nos anexos a este documento.

Considerando as matérias abrangidas, a ERSE, nos termos dos seus Estatutos, consulta diretamente o Conselho Tarifário e o Conselho Consultivo, informando o membro do Governo responsável pela área da Energia, a Direção-Geral de Energia e Geologia e as empresas reguladas.

Nos termos do n.º 3 do artigo 199.º-D do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, a consulta pública decorre por 30 dias corridos, desde o dia **23 de outubro** até ao dia **22 de novembro de 2024**. Este é o prazo no qual podem ser enviados comentários ou apreciações sobre as propostas apresentadas pela ERSE.

Para que os comentários sejam considerados pela ERSE, devem ser enviados por *e-mail* ou por correio para os seguintes contactos, identificando a consulta a que responde ao introduzir o número da consulta no assunto da mensagem e em (eventuais) documentos anexos (Ex: Assunto: CP 124 ou Consulta Pública 124):

---

<sup>4</sup> Os valores previsionais sujeitos a ajustamento são os publicados na Diretiva n.º 1/2024, de 9 de janeiro. Este ajustamento foi determinado de acordo com a versão originária do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, tendo a ERSE optado por incluí-lo nesta consulta pública, pese embora esse quadro legal não a previsse expressamente.

<sup>5</sup> Os valores previsionais sujeitos a ajustamento são os publicados na Diretiva n.º 14/2024, de 8 de maio.

- Endereço eletrónico: [consultapublica@erse.pt](mailto:consultapublica@erse.pt)
- Morada postal: Rua D. Cristóvão da Gama 1, 3.º andar, 1400-113 Lisboa

Aquando da aprovação e publicação das Diretivas, a ERSE elaborará um relatório da consulta pública onde sistematizará os contributos recebidos e a ponderação efetuada para a versão final das regras em consulta.

Os contributos recebidos serão publicados, exceto se, expressamente, for pedida confidencialidade. Em caso de confidencialidade deve ser disponibilizada uma versão pública. Em qualquer caso, o(s) interessado(s) deve(m):

- a) Confirmar se são enviados elementos, cuja divulgação seja restrita;
- b) Para proteção dos dados pessoais dos remetentes, enviar os contributos num documento autónomo que não contenha os mencionados dados pessoais.

## 2 ENQUADRAMENTO

A tarifa social (TS) de eletricidade foi criada<sup>6</sup> para apoiar os clientes economicamente vulneráveis e, desde a sua criação em 2010, o financiamento dos custos com os descontos concedidos pela TS foi assegurado pelos centros eletroprodutores<sup>7</sup>. O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação original, não obstante ter introduzido algumas alterações pontuais ao modelo, manteve o financiamento integralmente na atividade de produção.

A Diretiva n.º 1/2024, de 9 de janeiro, e o projeto de Diretiva do Anexo I a este documento, que se coloca em consulta pública, permitem encerrar a repartição do financiamento dos custos com a TS até à data em que este modelo vigorou (até 17 de novembro de 2023). Em concreto, o projeto de Diretiva do Anexo I define os ajustamentos definitivos à repartição que foi publicada na Diretiva n.º 1/2024, referente ao período de 1 de janeiro a 17 de novembro de 2023, e publica as transferências que os centros eletroprodutores elegíveis para o financiamento neste período terão de efetuar durante o ano de 2025. No capítulo 3 deste documento são descritos os principais pressupostos e apresentam-se os resultados obtidos.

Com a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro<sup>8</sup>, foram introduzidas alterações estruturais no modelo de financiamento. Destaca-se o alargamento do âmbito e do número de entidades que irão financiar a TS de eletricidade, passando a abranger para além dos produtores, os comercializadores de energia elétrica e demais agentes de mercado na função de consumo [art. 199.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, na sua redação atual].

No modelo de financiamento dos custos com a TS em vigor a partir de 18 de novembro de 2023, o cálculo das contribuições de cada agente passou a ser efetuado através de uma primeira repartição do montante a financiar entre: (i) os titulares de centros eletroprodutores e (ii) os comercializadores e demais agentes de mercado na função de consumo. Esta primeira repartição é definida na proporção da energia que, respetivamente, é injetada nas redes e consumida a partir destas pelos diferentes agentes. Posteriormente, é realizada uma segunda repartição entre os centros electroprodutores e entre os comercializadores e demais agentes de mercado na função de consumo, de maneira diferenciada: no caso dos centros

---

<sup>6</sup> Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro.

<sup>7</sup> Vide nota de rodapé 1.

<sup>8</sup> Retificado pela Declaração de Retificação n.º 33/2023, de 22 de dezembro.

eletroprodutores, considera-se uma alocação proporcional à potência de ligação, deduzida de 10 MVA<sup>9</sup>; no caso dos comercializadores e demais agentes de mercado na função de consumo, considera-se uma alocação na proporção da energia ativa que cada um faturou ou adquiriu, respetivamente [art. 199.º-B].

Relativamente à incidência dos custos com a TS sobre os centros eletroprodutores, o modelo estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 104/2023 prevê as seguintes isenções [artigo 199.º-A]:

- titulares de centros eletroprodutores com fonte de energia primária renovável, não hídrica, que até 31 de dezembro de 2023 beneficiem de regimes de remuneração garantida, de regimes bonificados de apoio à remuneração ou que paguem contribuições ao SEN como contrapartida da obtenção de título de reserva de capacidade através de procedimento concorrencial<sup>10</sup>;
- titulares de aproveitamentos hidroelétricos ou de centros eletroprodutores com fonte de energia primária renovável com potência de ligação igual ou inferior a 10 MVA;
- titulares de instalações de armazenamento, com recurso a baterias, para injeção a montante na rede, nos termos da regulamentação a aprovar pela ERSE;
- titulares de instalações de produção de eletricidade em regime de cogeração.

No caso dos comercializadores e demais agentes de mercado na função de consumo, não são consideradas para efeito da repartição do financiamento da TS as quantidades de energia adquiridas a montante a outro comercializador, de modo a evitar uma dupla contabilização de energia faturada ou adquirida na repartição do financiamento [artigo 199.º, n.º 6].

As repartições do financiamento neste quadro legal iniciaram-se com a publicação da Diretiva n.º 14/2024, de 8 de maio, que aprovou as transferências dos centros electroprodutores e o valor unitário de financiamento da TS a faturar aos comercializadores e demais agentes de mercado na função de consumo, respeitantes ao período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023 e ao ano de 2024. No âmbito desta diretiva, as faturações pela entidade concessionária da RNT decorrem entre abril e dezembro de 2024. No mesmo quadro legal, coloca-se em discussão pública a proposta de repartição do financiamento dos custos com a TS do ano de 2025 e os ajustamentos provisórios dos montantes publicados na Diretiva n.º 14/2024,

---

<sup>9</sup> Nota-se que, na redação original do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a alocação era efetuada na proporção da potência instalada do centro eletroprodutor, enquanto a avaliação da elegibilidade dos aproveitamentos hidroelétricos para financiar a tarifa social era efetuada com a potência de ligação (superior a 10 MVA).

<sup>10</sup> Esta isenção cessa quando os respetivos produtores deixarem de beneficiar de remuneração garantida ou terminarem as contribuições para o SEN a que estão sujeitos.

de que resultarão novos montantes a transferir pelos centros eletroprodutores e um novo valor unitário do financiamento a aplicar aos comercializadores e demais agentes de mercado na função de consumo, durante o ano de 2025. No capítulo 4 deste documento são descritos os principais pressupostos adotados e apresentam-se os resultados obtidos, constando o projeto de Diretiva para a sua publicação no Anexo II.

O Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro, introduziu ainda um conjunto de disposições para a operacionalização da repartição do financiamento da TS, das quais se destacam os deveres de reporte pelos agentes financiadores e operadores de rede ao gestor global do SEN (GGs), que, por sua vez, envia dados consolidados à ERSE [artigo 199.º-C]. Neste âmbito e face às competências legais atribuídas à ERSE para garantir a operacionalização do financiamento da TS [artigo 199.º, n.º 7], foi publicada a Diretiva n.º 13/2024, de 8 de maio, que definiu as regras pelas quais se operacionaliza o financiamento dos custos da TS, nas suas vertentes de reporte de informação, faturação e cobrança e apuramento de valores.

Salienta-se, em particular, as obrigações de reporte de informação impostas por esta Diretiva aos centros eletroprodutores, comercializadores e demais agentes de mercado na função de consumo, assim como aos operadores de rede e ao GGS, cujo cumprimento é fulcral para uma correta repartição do financiamento dos custos com a TS entre os agentes financiadores, que é executada pela ERSE. A falta do reporte de informação, a sua incompletude ou falta de qualidade, nomeadamente a que está prevista ser disponibilizada pelos centros eletroprodutores, é potenciadora de distorções na repartição do financiamento dos custos com a TS, por deixarem de refletir de forma fidedigna a base de incidência prevista legalmente. Estas distorções acarretam impactos económicos para cada agente, dados os efeitos redistributivos do modelo de financiamento existente (dependente de proporções de energia injetada por produtores e faturada por comercializadores, de critérios de isenção de produtores e das suas características, nomeadamente a potência de ligação e os regimes remuneratórios) e os efeitos cumulativos associados ao processo de ajustamento a repercutir em anos seguintes. O capítulo 5 debruça-se em maior detalhe sobre o tema da informação necessária para a operacionalização da repartição dos custos com a TS.

### **3 PROPOSTA DE AJUSTAMENTO DEFINITIVO DO FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL RESPEITANTE AO PERÍODO DE 1 DE JANEIRO A 17 DE NOVEMBRO DE 2023 (ANTERIOR À VIGÊNCIA DO DECRETO LEI N.º 104/2023)**

Neste capítulo, é apresentada a proposta de ajustamento definitivo do financiamento da tarifa social (TS) para o período de 1 de janeiro a 17 de novembro de 2023, com incidência no ano de 2025. Esta proposta é realizada com base na melhor informação disponível na ERSE, nomeadamente as licenças de exploração dos centros eletroprodutores que foram identificados como elegíveis.<sup>11</sup>

A Diretiva n.º 1/2024, de 9 de janeiro, repartiu o financiamento dos custos com a TS, respeitante a este período, após realização de uma Consulta de Interessados. A ERSE procede agora ao cálculo dos ajustamentos definitivos do financiamento alocado a cada centro eletroprodutor neste período, sendo aplicada a repartição a um montante a financiar que foi obtido com os valores reais dos descontos concedidos mensalmente pelos operadores de rede de distribuição (ORD) de Portugal continental (E-Redes) e das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira no mesmo período.

Face à Diretiva n.º 1/2024, o conjunto de centros eletroprodutores abrangidos pelo financiamento da TS no período em causa mantém-se praticamente igual, com exceção do aproveitamento hidroelétrico de Ermal (10,7MVA) que foi adicionado na repartição definitiva por se ter confirmado as respetivas potências de ligação e instalada. Adicionalmente, as características dos centros eletroprodutores necessárias para a verificação dos critérios de isenção (potência de ligação) ou para a repartição do financiamento (potência instalada) mantêm-se constantes. No seu conjunto, a potência instalada global dos centros eletroprodutores identificados como elegíveis para o financiamento da TS no período em apreço é de 13 148 MVA, com a desagregação por produtor que se apresenta no Quadro 3-2.

Para 2023, os ORD, apresentaram nas suas contas reais e auditadas um custo de 129 160 milhares de euros, resultante dos descontos por aplicação da TS em Portugal continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, que é superior em cerca de 12 milhões de euros face ao valor estimado no exercício tarifário de 2024 (117 548 milhares de euros). A previsão subjacente à Diretiva n.º 1/2024, de 103 378 milhares de euros, corresponde a uma proporção deste último valor pelo número de dias decorrido de 1 de janeiro a 17 de novembro de 2023. Esta previsão compara com um montante real obtido com dados mensais dos

---

<sup>11</sup> De momento, a ERSE dispõe das licenças de exploração dos centros eletroprodutores que são elegíveis neste modelo de financiamento, exceto as das centrais de Vilarinho das Furnas e de Ermal.

ORD de 113 068milhares de euros <sup>12</sup>, a que corresponde um desvio da ordem de 10 milhões de euro a imputar neste ajustamento. Para garantir a neutralidade financeira deste processo, a estes montantes, no referencial do ano de 2023, foram aplicados juros tarifários, uma vez que a sua recuperação pelos ORD ocorreu com um ano de desfasamento, isto é, durante o ano de 2024, nos termos da Diretiva n.º 1/2024 que definiu as transferências a realizar por cada centro eletroprodutor. O Quadro 3-1 ilustra a transformação dos valores anuais de 2023 para o período de 1 de janeiro a 17 de novembro de 2023, assim como a aplicação dos juros de 2023 para repercussão dos montantes em 2024 e de juros de 2024 para repercussão dos montantes em 2025. Refira-se que aos montantes de financiamento relativos ao ano de 2023 publicados pela Diretiva n.º 1/2024 foram aplicados juros à taxa usada nos ajustamentos provisórios de 2023 a repercutir nas tarifas de 2024 (4,378% <sup>13</sup>), enquanto no presente exercício os juros de 2023 são determinados com a taxa usada no ajustamento definitivo de 2023 determinada no exercício tarifário de 2025 (4,369% <sup>14</sup>). Aos montantes obtidos para o ano de 2024 foram aplicados juros de 2024, determinados com a taxa do ajustamento provisório de 2024 usada no exercício tarifário de 2025 (3,955% <sup>15</sup>).

**Quadro 3-1 – Custos previsionais e reais referentes aos descontos da tarifa social do ano de 2023 e do período de 1 de janeiro a 17 de novembro de 2023, e aplicação de juros tarifários**

	Valores da Diretiva n.º 1/2024				Valores reais				Ajustamento de 1jan a 17 nov 2023, sem juros	Ajustamento de 1jan a 17 nov a repercutir em 2025
	Estimativa custos com tarifa social de 2023 nas Tarifas 2024	Estimativa de 1jan a 17nov 2023	Juro 2023 para repercussão em 2024 (T2024)	Estimativa de 2023, com juros, a repercutir em 2024 (Diretiva n.º 1/2024)	Real custos com tarifa social de 2023 nas Tarifas 2025	Real de 1jan a 17 nov 2023	Juro 2023 para repercussão em 2024 (T2025)	Real de 2023 com juros, a repercutir em 2024		
	(a)	(b)=[1jan-17nov]/365 * (a)	(c) = (b)*(i <sub>2023, T2024</sub> )	(d)=(b)+(c)	(e)	(f)	(g) = (f)*(i <sub>2023, T2025</sub> )	(h)=(f)+(g)	(i)=(h)-(d)	(j)=(i)*(1+i <sub>2024, T2025</sub> )
	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR
<b>Continente</b>	111 033 998	97 649 078	4 274 877	101 923 955	122 712 350	107 361 243	4 690 449	112 051 692	10 127 737	10 528 295
<b>Região Autónoma dos Açores</b>	3 163 361	2 782 024	121 791	2 903 816	3 141 430	2 778 129	121 372	2 899 501	-4 315	-4 485
<b>Região Autónoma dos Açores</b>	3 351 000	2 947 044	129 016	3 076 059	3 306 611	2 929 024	127 965	3 056 989	-19 070	-19 825
<b>Total custos com tarifa social de 2023</b>	<b>117 548 359</b>	<b>103 378 146</b>	<b>4 525 684</b>	<b>107 903 830</b>	<b>129 160 392</b>	<b>113 068 396</b>	<b>4 939 785</b>	<b>118 008 181</b>	<b>10 104 351</b>	<b>10 503 985</b>
Acerto desalinhamento de juros nas transferências	0	0	0	0	0	7 322	320	7 642	7 642	7 944
<b>Total custos da tarifa social a financiar</b>	<b>117 548 359</b>	<b>103 378 146</b>	<b>4 525 684</b>	<b>107 903 830</b>	<b>129 160 392</b>	<b>113 075 718</b>	<b>4 940 105</b>	<b>118 015 823</b>	<b>10 111 993</b>	<b>10 511 929</b>

<sup>12</sup> Obtido pela soma do montante dos descontos da tarifa social concedidos nos meses de janeiro a outubro de 2023 com o montante dos descontos de novembro de 2023 afetado pela proporção do número de dias desse mês em que este modelo de financiamento foi aplicado (17/30).

<sup>13</sup> Média dos valores diários entre 01/01 e 15/11 de 2023 da taxa de juro EURIBOR a doze meses, acrescida de *spread* de 0,5%. Para mais informação consultar o ponto 3.1 do documento [“Proveitos permitidos e ajustamentos para 2024 das empresas reguladas do setor elétrico”](#).

<sup>14</sup> Média dos valores diários entre 01/01 e 31/12 de 2023 da taxa de juro EURIBOR a doze meses, acrescida de *spread* de 0,5%.

<sup>15</sup> Média dos valores diários entre 01/01 e 15/9 de 2024 da taxa de juro EURIBOR a doze meses, acrescida de *spread* de 0,4%.

Ao montante real do período de 1 de janeiro a 17 de novembro de 2023 (coluna f do Quadro 3-1) foram acrescentados 7 322 euros de acerto, referentes ao desalinhamento entre os juros incorporados nas transferências do GGS para os ORD e os juros incorporados no financiamento recebido pelo GGS dos produtores. Este acerto decorre da aplicação de taxas de juro reais de 2021 nos ajustamentos desse ano aquando da publicação da Diretiva n.º 1/2024, enquanto nos ajustamentos incorporados nas transferências realizadas entre o GGS e os ORD havia sido usada uma taxa provisória. Este tema já havia sido sinalizado no ponto 4.3 do “Relatório da Consulta n.º 119”.

Quadro 3-2 – Ajustamento definitivo de 2023 por centro electroprodutor, respeitante ao período de 1 de janeiro a 17 de novembro de 2023

		Estimativa 2023 publicada na Diretiva 1/2024 Período de 1 jan a 17 nov					Real 2023 em Tarifas de 2025 Período de 1 jan a 17 nov					Desvio entre Real 2023 e Estimativa 2023 publicada na Diretiva 1/2024, com juros (valores no ano de 2024) (g)	Juros 2024 com taxa das Tarifas 2025 (h)=(g)*(i <sub>2024,T2025</sub> )	Ajustamento definitivo de 2023 a repercutir em 2025 (i)=(g)+(h)
Potência p/ repartição da Tarifa Social		Valor do financiamento (a) = % * Total do Financiamento	Juros 2023 com taxa provisória das Tarifas 2024 (b)=(a)*(i <sub>2023,T2024</sub> )	Estimativa de 2023 com juros, a repercutir em 2024 (c)=(a)*(1+i <sub>2023,T2024</sub> )	Potência p/ repartição da Tarifa Social		Valor do financiamento (d) = % * Valor Total do Financiamento	Juros 2023 com taxa definitiva das Tarifas 2025 (e)=(d)*(i <sub>2023,T2025</sub> )	Real de 2023 com juros, a repercutir em 2024 (f)=(d)+(e)					
		MVA	%	EUR	EUR	EUR	MVA	%	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR
Agueira	Hídrica	300,0	2,28%	2 360 704,14	103 346,80	2 464 050,94	300,0	2,28%	2 580 045,39	112 718,24	2 692 763,63	228 712,68	9 045,74	237 758,42
Alqueva I	Hídrica	294,0	2,24%	2 313 490,06	101 279,86	2 414 769,93	294,0	2,24%	2 528 444,48	110 463,87	2 638 908,35	224 138,43	8 864,82	233 003,25
Alqueva II	Hídrica	286,0	2,18%	2 250 537,95	98 523,95	2 349 061,90	286,0	2,18%	2 459 643,27	107 458,05	2 567 101,32	218 039,42	8 623,60	226 663,03
Alto Lindoso	Hídrica	700,0	5,33%	5 508 309,67	241 142,54	5 749 452,20	700,0	5,32%	6 020 105,91	263 009,22	6 283 115,13	533 662,92	21 106,72	554 769,64
Alto Rabagão	Hídrica	90,0	0,69%	708 211,24	31 004,04	739 215,28	90,0	0,68%	774 013,62	33 815,47	807 829,09	68 613,80	2 713,72	71 327,53
Baixo Sabor (jusante)	Hídrica	40,0	0,30%	314 760,55	13 779,57	328 540,13	40,0	0,30%	344 006,05	15 029,10	359 035,15	30 495,02	1 206,10	31 701,12
Baixo Sabor (montante)	Hídrica	170,0	1,29%	1 337 732,35	58 563,19	1 396 295,54	170,0	1,29%	1 462 025,72	63 873,67	1 525 899,39	129 603,85	5 125,92	134 729,77
Belver	Hídrica	100,6	0,77%	791 622,79	34 655,63	826 278,42	100,6	0,77%	865 175,22	37 798,18	902 973,40	76 694,99	3 033,34	79 728,32
Bemposta	Hídrica	237,0	1,80%	1 864 956,27	81 643,97	1 946 600,25	237,0	1,80%	2 038 235,86	89 047,41	2 127 283,26	180 683,02	7 146,13	187 829,15
Bemposta II	Hídrica	225,0	1,71%	1 770 528,11	77 510,10	1 848 038,21	225,0	1,71%	1 935 034,04	84 538,68	2 019 572,72	171 534,51	6 784,30	178 318,81
Bouçã	Hídrica	56,0	0,43%	440 664,77	19 291,40	459 956,18	56,0	0,43%	481 608,47	21 040,74	502 649,21	42 693,03	1 688,54	44 381,57
Cabril	Hídrica	122,0	0,93%	960 019,69	42 027,70	1 002 047,38	122,0	0,93%	1 049 218,46	45 838,75	1 095 057,21	93 009,82	3 678,60	96 688,42
Caldeirão	Hídrica	40,0	0,30%	314 760,55	13 779,57	328 540,13	40,0	0,30%	344 006,05	15 029,10	359 035,15	30 495,02	1 206,10	31 701,12
Cançada	Hídrica	68,0	0,52%	535 092,94	23 425,27	558 518,21	68,0	0,52%	584 810,29	25 549,47	610 359,76	51 841,54	2 050,37	53 891,91
Carrapatelo	Hídrica	201,0	1,53%	1 581 671,78	69 242,36	1 650 914,13	201,0	1,53%	1 728 630,41	75 521,22	1 804 151,63	153 237,50	6 060,64	159 298,14
Castelo de Bode	Hídrica	172,2	1,31%	1 355 044,18	59 321,06	1 414 365,24	172,2	1,31%	1 480 946,05	64 700,27	1 545 646,32	131 281,08	5 192,25	136 473,33
Crestuma-Lever	Hídrica	108,3	0,82%	852 214,20	37 308,20	889 522,39	108,3	0,82%	931 396,39	40 691,28	972 087,67	82 565,28	3 265,51	85 830,79
Daivões	Hídrica	130,0	0,99%	1 022 971,80	44 783,61	1 067 755,41	130,0	0,99%	1 118 019,67	48 844,57	1 166 864,24	99 108,83	3 919,82	103 028,65
Desterro	Hídrica	14,6	0,11%	114 887,60	5 029,54	119 917,15	14,6	0,11%	125 562,21	5 485,62	131 047,83	11 130,68	440,23	11 570,91
Ermal	Hídrica	0,0	0,00%	0,00	0,00	0,00	10,7	0,08%	92 348,42	4 034,56	96 382,99	96 382,99	3 812,01	100 195,00
Foz Tua	Hídrica	300,0	2,28%	2 360 704,14	103 346,80	2 464 050,94	300,0	2,28%	2 580 045,39	112 718,24	2 692 763,63	228 712,68	9 045,74	237 758,42
Frades	Hídrica	212,8	1,62%	1 674 526,14	73 307,33	1 747 833,47	212,8	1,62%	1 830 112,20	79 954,80	1 910 067,00	162 233,53	6 416,44	168 649,97
Fratel	Hídrica	150,0	1,14%	1 180 352,07	51 673,40	1 232 025,47	150,0	1,14%	1 290 022,69	56 359,12	1 346 381,81	114 356,34	4 522,87	118 879,21
Gouvães	Hídrica	980,0	7,46%	7 711 633,54	337 599,55	8 049 233,09	980,0	7,45%	8 428 148,27	368 212,91	8 796 361,18	747 128,09	29 549,41	776 677,50
Lares	CCGT	1 060,0	8,07%	8 341 154,64	365 158,70	8 706 313,34	1 060,0	8,06%	9 116 160,37	398 271,10	9 514 431,48	808 118,14	31 961,61	840 079,74
Miranda I e II	Hídrica	390,0	2,97%	3 068 915,39	134 350,84	3 203 266,23	390,0	2,97%	3 354 059,00	146 533,71	3 500 592,71	297 326,48	11 759,46	309 085,94
Pedrogão	Hídrica	11,2	0,09%	88 132,95	3 858,28	91 991,24	11,2	0,09%	96 321,69	4 208,15	100 529,84	8 538,61	337,71	8 876,31

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros electroprodutores para o gestor global do SEN (REN).

## Quadro 3-2 (cont.) – Ajustamento definitivo de 2023 por centro electroprodutor, respeitante ao período de 1 de janeiro a 17 de novembro de 2023

		Estimativa 2023 publicada na Diretiva 1/2024 Período de 1 jan a 17 nov					Real 2023 em Tarifas de 2025 Período de 1 jan a 17 nov					Desvio entre Real 2023 e Estimativa 2023 publicada na Diretiva 1/2024, com juros (valores no ano de 2024) (g)	Juros 2024 com taxa das Tarifas 2025 (h)=(g)*(i <sub>2023,T2025</sub> )	Ajustamento definitivo de 2023 a repercutir em 2025 (i)=(g)+(h)
Potência p/ repartição da Tarifa Social		Valor do financiamento (a) = % * Total do Financiamento	Juros 2023 com taxa provisória das Tarifas 2024 (b)=(a)*(i <sub>2023,T2024</sub> )	Estimativa de 2023 com juros, a repercutir em 2024 (c)=(a)*(1+i <sub>2023,T2024</sub> )	Potência p/ repartição da Tarifa Social		Valor do financiamento (d) = % * Valor Total do Financiamento	Juros 2023 com taxa definitiva das Tarifas 2025 (e)=(d)*(i <sub>2023,T2025</sub> )	Real de 2023 com juros, a repercutir em 2024 (f)=(d)+(e)					
MVA	%	EUR	EUR	EUR	MVA	%	EUR	EUR	EUR					
Pego (CCGN)	CCGT	1 006,0	7,66%	7 916 227,90	346 556,27	8 262 784,17	1 006,0	7,65%	8 651 752,20	377 981,82	9 029 734,02	766 949,85	30 333,38	797 283,23
Picote	Hídrica	216,0	1,64%	1 699 706,98	74 409,70	1 774 116,68	216,0	1,64%	1 857 632,68	81 157,13	1 938 789,81	164 673,13	6 512,93	171 186,06
Picote II	Hídrica	273,0	2,08%	2 148 240,77	94 045,59	2 242 286,36	273,0	2,08%	2 347 841,30	102 573,60	2 450 414,90	208 128,54	8 231,62	216 360,16
Pocinho	Hídrica	186,0	1,42%	1 463 636,57	64 075,02	1 527 711,59	186,0	1,41%	1 599 628,14	69 885,31	1 669 513,45	141 801,86	5 608,36	147 410,22
Ponte de Jugais	Hídrica	21,9	0,17%	172 331,40	7 544,32	179 875,72	21,9	0,17%	188 343,31	8 228,43	196 571,74	16 696,03	660,34	17 356,36
Pracana	Hídrica	47,9	0,36%	376 925,76	16 501,04	393 426,80	47,9	0,36%	411 947,25	17 997,35	429 944,59	36 517,79	1 444,30	37 962,09
Raiva	Hídrica	26,0	0,20%	204 594,36	8 956,72	213 551,08	26,0	0,20%	223 603,93	9 768,91	233 372,85	19 821,77	783,96	20 605,73
Régua	Hídrica	174,0	1,32%	1 369 208,40	59 941,14	1 429 149,55	174,0	1,32%	1 496 426,33	65 376,58	1 561 802,90	132 653,35	5 246,53	137 899,88
Ribatejo	CCGT	1 344,0	10,23%	10 575 954,57	462 993,67	11 038 948,23	1 344,0	10,22%	11 558 603,34	504 977,70	12 063 581,04	1 024 632,81	40 524,91	1 065 157,71
Ribeiradio/Ermida	Hídrica	83,0	0,63%	653 128,15	28 592,61	681 720,76	83,0	0,63%	713 812,56	31 185,38	744 997,94	63 277,17	2 502,65	65 779,83
Sabugueiro I	Hídrica	16,0	0,12%	125 904,22	5 511,83	131 416,05	16,0	0,12%	137 602,42	6 011,64	143 614,06	12 198,01	482,44	12 680,45
Sabugueiro II	Hídrica	11,2	0,09%	87 896,88	3 847,95	91 744,83	11,2	0,08%	96 063,69	4 196,88	100 260,57	8 515,74	336,80	8 852,54
Salamonde	Hídrica	50,0	0,38%	393 450,69	17 224,47	410 675,16	50,0	0,38%	430 007,56	18 786,37	448 793,94	38 118,78	1 507,62	39 626,40
Salamonde II	Hídrica	246,3	1,87%	1 938 138,10	84 847,72	2 022 985,83	246,3	1,87%	2 118 217,26	92 541,67	2 210 758,94	187 773,11	7 426,55	195 199,66
Santa Luzia	Hídrica	32,0	0,24%	251 808,44	11 023,66	262 832,10	32,0	0,24%	275 204,84	12 023,28	287 228,12	24 396,02	964,88	25 360,90
Senhora Do Porto	Hídrica	10,6	0,08%	83 411,55	3 651,59	87 063,13	10,6	0,08%	91 161,60	3 982,71	95 144,31	8 081,18	319,62	8 400,80
Tabuaço (Vilar)	Hídrica	80,0	0,61%	629 521,11	27 559,15	657 080,25	80,0	0,61%	688 012,10	30 058,20	718 070,30	60 990,05	2 412,20	63 402,24
Tapada do Outeiro (CCGN)	CCGT	1 182,0	9,00%	9 301 174,33	407 186,40	9 708 360,72	1 182,0	8,99%	10 165 378,83	444 109,85	10 609 488,68	901 127,96	35 640,21	936 768,17
Torrão	Hídrica	160,0	1,22%	1 259 042,21	55 118,29	1 314 160,50	160,0	1,22%	1 376 024,21	60 116,39	1 436 140,60	121 980,10	4 824,39	126 804,49
Touvedo	Hídrica	24,0	0,18%	188 856,33	8 267,74	197 124,08	24,0	0,18%	206 403,63	9 017,46	215 421,09	18 297,01	723,66	19 020,67
Valeira	Hídrica	240,0	1,83%	1 888 563,32	82 677,44	1 971 240,76	240,0	1,83%	2 064 036,31	90 174,59	2 154 210,90	182 970,14	7 236,59	190 206,73
Varosa	Hídrica	29,8	0,23%	234 496,61	10 265,78	244 762,39	29,8	0,23%	256 284,51	11 196,68	267 481,19	22 718,79	898,54	23 617,34
Venda Nova III (Frades II)	Hídrica	870,0	6,62%	6 846 042,02	299 705,72	7 145 747,74	870,0	6,62%	7 482 131,63	326 882,89	7 809 014,51	663 266,77	26 232,64	689 499,41
Vila Cova	Hídrica	26,0	0,20%	204 594,36	8 956,72	213 551,08	26,0	0,20%	223 603,93	9 768,91	233 372,85	19 821,77	783,96	20 605,73
V. Nova I/Vila Nova/Paradela	Hídrica	162,0	1,23%	1 274 780,24	55 807,27	1 330 587,51	162,0	1,23%	1 393 224,51	60 867,85	1 454 092,36	123 504,85	4 884,70	128 389,55
Vilarinho das Furnas	Hídrica	161,0	1,23%	1 266 911,22	55 462,78	1 322 374,01	161,0	1,22%	1 384 624,36	60 492,12	1 445 116,48	122 742,47	4 854,55	127 597,02
<b>Total</b>		<b>13 137,37</b>	<b>100,0%</b>	<b>103 378 146,00</b>	<b>4 525 683,88</b>	<b>107 903 829,88</b>	<b>13 148,11</b>	<b>100,0%</b>	<b>113 075 718,03</b>	<b>4 940 105,17</b>	<b>118 015 823,21</b>	<b>10 111 993,33</b>	<b>399 936,04</b>	<b>10 511 929,37</b>

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros electroprodutores para o gestor global do SEN (REN).

Quadro 3-3 – Transferências mensais do ajustamento definitivo relativo ao financiamento da tarifa social de 1 de janeiro a 17 de novembro de 2023

		Ajustamento definitivo do financiamento tarifa social de 1 jan a 17 nov de 2023 a repercutir em 2025 (a)	Transferência mensal em 2025 (b)=(a)/12
		EUR	EUR
Agueira	Hídrica	237 758,42	19 813,20
Alqueva I	Hídrica	233 003,25	19 416,94
Alqueva II	Hídrica	226 663,03	18 888,59
Alto Lindoso	Hídrica	554 769,64	46 230,80
Alto Rabagão	Hídrica	71 327,53	5 943,96
Baixo Sabor (jusante)	Hídrica	31 701,12	2 641,76
Baixo Sabor (montante)	Hídrica	134 729,77	11 227,48
Belver	Hídrica	79 728,32	6 644,03
Bemposta	Hídrica	187 829,15	15 652,43
Bemposta II	Hídrica	178 318,81	14 859,90
Bouçã	Hídrica	44 381,57	3 698,46
Cabril	Hídrica	96 688,42	8 057,37
Caldeirão	Hídrica	31 701,12	2 641,76
Caniçada	Hídrica	53 891,91	4 490,99
Carrapatelo	Hídrica	159 298,14	13 274,85
Castelo de Bode	Hídrica	136 473,33	11 372,78
Crestuma-Lever	Hídrica	85 830,79	7 152,57
Daivões	Hídrica	103 028,65	8 585,72
Desterro	Hídrica	11 570,91	964,24
Ermal	Hídrica	100 195,00	8 349,58
Foz Tua	Hídrica	237 758,42	19 813,20
Frades	Hídrica	168 649,97	14 054,16
Fratel	Hídrica	118 879,21	9 906,60
Gouvães	Hídrica	776 677,50	64 723,12
Lares	CCGT	840 079,74	70 006,65
Miranda I e II	Hídrica	309 085,94	25 757,16
Pedrogão	Hídrica	8 876,31	739,69
Pego (CCGN)	CCGT	797 283,23	66 440,27
Picote	Hídrica	171 186,06	14 265,51
Picote II	Hídrica	216 360,16	18 030,01
Pocinho	Hídrica	147 410,22	12 284,18
Ponte de Jugais	Hídrica	17 356,36	1 446,36
Pracana	Hídrica	37 962,09	3 163,51
Raiva	Hídrica	20 605,73	1 717,14
Régua	Hídrica	137 899,88	11 491,66
Ribatejo	CCGT	1 065 157,71	88 763,14
Ribeiradio/Ermida	Hídrica	65 779,83	5 481,65
Sabugueiro I	Hídrica	12 680,45	1 056,70
Sabugueiro II	Hídrica	8 852,54	737,71
Salamonde	Hídrica	39 626,40	3 302,20
Salamonde II	Hídrica	195 199,66	16 266,64
Santa Luzia	Hídrica	25 360,90	2 113,41
Senhora Do Porto	Hídrica	8 400,80	700,07
Tabuaço (Vilar)	Hídrica	63 402,24	5 283,52
Tapada do Outeiro (CCGN)	CCGT	936 768,17	78 064,01
Torrão	Hídrica	126 804,49	10 567,04
Touvedo	Hídrica	19 020,67	1 585,06
Valeira	Hídrica	190 206,73	15 850,56
Varosa	Hídrica	23 617,34	1 968,11
Venda Nova III (Frades II)	Hídrica	689 499,41	57 458,28
Vila Cova	Hídrica	20 605,73	1 717,14
V. Nova I/Vila Nova/Paradela	Hídrica	128 389,55	10 699,13
Vilarinho das Furnas	Hídrica	127 597,02	10 633,08
<b>Total</b>		<b>10 511 929,37</b>	<b>875 994,11</b>

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros eletroprodutores para o gestor global do SEN (REN).

#### 4 PROPOSTA DE REPARTIÇÃO DO FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL EM 2025 E AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2023 E 2024 (NO ÂMBITO DO DECRETO-LEI N.º104/2023)

Nesta consulta, é proposta uma repartição do financiamento dos custos com a TS entre os centros eletroprodutores, comercializadores e demais agentes de mercado na função de consumo, com incidência no ano de 2025, decorrente da aplicação do modelo instituído pelo Decreto-Lei n.º 104/2023. Esta proposta de repartição inclui:

- a previsão do financiamento dos custos com a TS para o ano 2025;
- o ajustamento provisório relativo ao financiamento dos custos com a TS do ano de 2024;
- o ajustamento provisório relativo ao financiamento dos custos com a TS do período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023.<sup>16</sup>

Do montante total de 129 160 milhares de euros a financiar por aplicação da TS, reportado pelos operadores de rede de distribuição (ORD) nas suas contas reais e auditadas de 2023 (ver Quadro 3-1), 113 068 milhares de euros <sup>17</sup> estão alocados ao período entre 1 de janeiro e 17 de novembro de 2023, cuja proposta de repartição do financiamento e respetivo ajustamento se submete a consulta pública através do projeto de Diretiva que consta no Anexo I. Os restantes 16 092 milhares de euros, referentes ao período entre 18 de novembro e 31 de dezembro de 2023 <sup>18</sup>, são financiados de acordo com as regras definidas no Decreto-Lei n.º 104/2023, e cuja proposta de repartição do financiamento e respetivo ajustamento se submete a consulta pública através do projeto de Diretiva que consta no Anexo II. No que respeita aos custos relativos ao ano de 2024, foi previsto na Diretiva n.º 14/2024, de 8 de maio um total de 136 503 milhares de euros, sendo agora estimado um custo provisório de 129 390 milhares de euros. Os ajustamentos são atualizados para 2025 com a aplicação de juros regulatórios que permitem repor a neutralidade financeira.

---

<sup>16</sup> Uma vez que a ERSE não dispõe ainda de informação real e auditada relativa a este período, o ajustamento poderá vir a ser recalculado ulteriormente, nomeadamente na Consulta Pública a realizar previamente à repartição do financiamento dos custos com a tarifa social do ano 2026, após a obtenção pela ERSE de informação completa e consistente por parte dos intervenientes.

<sup>17</sup> Acrescido de 7322 EUR de acerto devido ao desalinhamento dos juros de 2021, mencionado após o Quadro 3-1.

<sup>18</sup> O financiamento de 2023 foi operacionalizado durante o ano de 2024, motivo pelo qual este montante foi atualizado para 2024 (com juros de 2023 de acordo com nota de rodapé 14) para efeitos do cálculo dos ajustamentos, correspondendo a um montante de 16 795 milhares de euros.

De acordo com o Despacho n.º 12371/2024, de 18 de outubro, o desconto a aplicar nas tarifas de acesso às redes de eletricidade em 2025, nas tarifas transitórias de venda a clientes finais, excluído o imposto sobre o valor acrescentado (IVA), demais impostos, contribuições e taxas aplicáveis. Os custos com a aplicação da TS em 2025, ascendem a 134 484 milhares de euros, incluindo Portugal continental (127 585 milhares de euros), a Região Autónoma dos Açores (3 319 milhares de euros) e a Região Autónoma da Madeira (3 580 milhares de euros). Estes valores são previsionais e calculados pela ERSE na proposta de tarifas para 2025, submetida a parecer do Conselho Tarifário. A proposta de tarifas encontra-se em apreciação pelo Conselho Tarifário até 15 de novembro, podendo os valores apresentados nesta consulta sofrer alterações na decisão final de tarifas para 2025, publicada pela ERSE até 15 de dezembro.

Esta proposta é realizada com base na melhor informação disponível na presente data pela ERSE: no caso dos centros electroprodutores, de acordo com as características respeitantes ao seu licenciamento (e.g., potência de ligação, regime remuneratório).<sup>19</sup> e tendo em consideração a energia por estes injetada na rede elétrica de serviço público (RESP); no caso dos comercializadores e demais agentes de mercado na função de consumo, de acordo com as previsões da energia a faturar em 2025, estimativa para 2024 e real de 2023, utilizadas no exercício tarifário de 2025.

O cálculo de ajustamentos é semelhante ao atualmente utilizado no processo tarifário, no qual os proveitos permitidos do ano t incluem os ajustamentos do passado (t-1 e t-2). O ponto 4.2 deste documento detalha a metodologia de ajustamentos adotada no financiamento dos custos com a TS a recuperar no ano de 2025. Esta metodologia foi igualmente apresentada no “Relatório da Consulta Pública n.º 119”<sup>20</sup>.

De seguida, são apresentados os pressupostos assumidos pela ERSE no que respeita às estimativas e previsões de energia injetada na RESP pelos produtores e da energia prevista ser faturada pelos comercializadores, em 2025, 2024 e no período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023.

#### **4.1 PRESSUPOSTOS PARA A REPARTIÇÃO DO FINANCIAMENTO DOS CUSTOS COM A TARIFA SOCIAL**

Conforme exposto no capítulo 2 deste documento, o modelo de repartição do financiamento da TS prevê uma primeira repartição entre produtores e comercializadores (e demais agentes de consumo) na

---

<sup>19</sup> De acordo com os n.ºs 3 e 4 do Artigo 5.º da Diretiva n.º 13/2024, a aferição do cumprimento dos critérios legalmente definidos para a isenção de financiamento dos custos com a tarifa social deve ser devidamente certificada.

<sup>20</sup> <https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/consulta-p%C3%ABblica-n%C2%BA-119/encerramento/>

proporção da energia veiculada na RESP, seguida de uma segunda repartição entre produtores, com base na sua potência de ligação (deduzida de 10 MVA), e entre comercializadores e demais agentes de consumo, com base na energia faturada ou adquirida, respetivamente, medida nos pontos de consumo. Uma vez que o processo de reporte de informação previsto na Diretiva n.º 13/2024, de 8 de maio, ainda não está em pleno funcionamento, na preparação da presente consulta pública, foram considerados os seguintes pressupostos:

- **Fonte de dados para a repartição:** (i) informação disponível no reporte previsto na Diretiva n.º 13/2024, de 8 de maio, com carácter previsionial e incluindo os dados enviados pelo gestor global do SEN à ERSE até 7 de outubro de 2024; (ii) dados históricos disponibilizados no sistema de informação interno da ERSE; (iii) informação relativa aos produtores com remuneração garantida disponibilizada pela SU Eletricidade; (iv) informação disponível da DGEG relativa às licenças de produção e de exploração dos centros electroprodutores, assim como aos respetivos regimes remuneratórios.
- **Identificação dos centros eletroprodutores:** os centros electroprodutores a sujeitar ao financiamento foram definidos com base na informação referida no ponto anterior. No caso específico de produtores, cujo início do financiamento da TS se inicie em algum dos anos considerados, foi utilizada a ponderação da respetiva data de início da licença de exploração no respetivo ano.<sup>21</sup> Esta ponderação afeta quer a energia anual utilizada na 1ª repartição, quer a potência de ligação de cada produtor considerada na 2ª repartição, no respetivo ano.
- **Estimativas e previsões de energia injetada na RESP pelos produtores:** foram utilizados dados reais de janeiro de 2019 a agosto de 2024, em base mensal, com origem no sistema de informação interno da ERSE. A ERSE determinou o valor previsto de produção para o ano de 2024 e 2025 com base na média de produção anual dos últimos cinco anos. Nas situações em que o produtor não tem um histórico superior a 2 anos, foi aplicado o fator de utilização da tecnologia.<sup>22</sup> A utilização de um período alargado de dados (5 anos) tem como objetivo neutralizar os efeitos da hidraulicidade nos fatores de utilização usados nas previsões de produção para o ano seguinte, tendo também presente a relativa estabilidade da procura a nível ibérico. Para o cálculo da energia injetada na RESP de 18 de

---

<sup>21</sup> De acordo com a regra definida no n.º 3 do art. 199.ºB do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 104/2023.

<sup>22</sup> Calculada com os dados reais, entre 2019 e agosto de 2024, de todos os produtores da mesma tecnologia que o produtor em causa.

novembro a 31 de dezembro de 2023, foi utilizada a informação interna da ERSE, com detalhe mensal.

- **Identificação dos comercializadores e demais agentes de mercado na função consumo:** os comercializadores e demais agentes de mercado na função de consumo sujeitos ao financiamento, foram definidos com base na informação disponível no reporte previsto na Diretiva n.º 13/2024. A informação reportada nessa Diretiva já evita a dupla contabilização de energia faturada entre comercializadores na repartição do financiamento da tarifa social.<sup>23</sup>, pelo que estes consumos são de utilização direta na imputação de custos de financiamento da TS.
- **Estimativas e previsões de energia faturada pelos Comercializadores:** foram considerados os dados dos fornecimentos totais do CUR e comercializadores no mercado liberalizado previstos na proposta tarifária para o ano de 2025, nomeadamente os valores reais de 2023, os estimados de 2024 e as previsões de 2025. No que respeita ao período compreendido entre 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023, foi considerada a respetiva ponderação entre o número de dias do período e o número total de dias do ano de 2023. A estrutura dos fornecimentos dos vários comercializadores em 2025, foi considerada de forma previsional com sendo igual à que se obtém da informação real de janeiro a agosto de 2025.
- **Taxa de juro aplicada aos montantes de 2023 e 2024:** A taxa de juro aplicada aos montantes de 2023 e 2024 é calculada de acordo com o estabelecido no Regulamento Tarifário aplicável ao sector elétrico para o cálculo dos ajustamentos de t-2 e t-1 no exercício tarifário de 2025. Deste modo, as taxas de juro aplicadas são de 4,369% e 3,955%<sup>24</sup>, para os anos de 2023 e 2024, respetivamente.

#### 4.1.1 CASOS PARTICULARES IDENTIFICADOS PARA OS CENTROS ELETROPRODUTORES

Na preparação da presente consulta pública foram identificados alguns casos de centros eletroprodutores que, no âmbito da aferição da elegibilidade para financiarem a tarifa social, ou de modo contrário, na aferição dos critérios de isenção previstos no artigo 199.º-A do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 104/2023, suscitaram uma análise mais aprofundada devido às particularidades que

---

<sup>23</sup> De acordo com o estabelecido no n.º 6 do artigo 199.º do Decreto Lei n.º 15/2022, na redação dada pelo Decreto-lei n.º 104/2023.

<sup>24</sup> A taxa de juro de 2023 é a média dos valores diários entre 01/01 e 31/12 de 2023 da taxa de juro EURIBOR a 12M, acrescida de *spread* de 0,5%. A taxa de juro provisória de 2024 é a média dos valores diários entre 01/01 e 15/09 de 2024 da taxa de juro Euribor a 12M, acrescida de um *spread* de 0,4%. Na publicação definitiva o valor da taxa do t-1 será atualizado até 15 de novembro.

apresentam, em vertentes como o regime remuneratório, a tipologia de ligação à rede ou a informação à disposição da ERSE.

### **CENTRAL DE CICLO COMBINADO DA TAPADA DO OUTEIRO (TURBOGÁS)**

Na Diretiva n.º 14/2024, a imputação à Turbogás de financiamento de custos com a TS de 2024 teve em consideração a proporção do número de dias entre 1 de janeiro e 29 de março e o total de dias do ano 2024, que reflete a data definida contratualmente para o fim do Contrato de Aquisição de Energia (CAE), em linha com o previsto no n.º 3 do artigo 199.º-B do Decreto-Lei n.º 15/2022, na sua redação atual.

No entanto, ao abrigo do CAE, foram acordadas as condições para o “período de devolução”, tendo passado a central a operar a partir de 30 de março nos termos do Acordo celebrado, que condiciona o seu funcionamento a situações excecionais e fora do quadro do mercado grossista de energia elétrica, assim se reduzindo substancialmente a dimensão económica subjacente ao Acordo, comparativamente com o regime do CAE que vigorou até 29 de março de 2024.

Assim, é consabido que a central se encontra numa situação singular – por na pendência do lançamento do procedimento de concurso público para a sua atribuição este ser relevante para a segurança do abastecimento (segundo o RMSA mais recente) e um dos dois centros electroprodutores a prestar o serviço de arranque autónomo (*black start*).

No entanto, a central da Turbogás dispõe de licença de exploração e o artigo 199.º-A do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, não contempla expressamente a isenção desta central.

Neste contexto, na presente consulta passa a considerar-se a imputação do financiamento da TS a este centro eletroprodutor, no período posterior a 30 de março de 2024, que implicará o reconhecimento do custo para efeitos tarifários, nos termos do Acordo celebrado (aprovado pelo Despacho nº 22/SEENC/2024, de 28 de março de 2024). Adotando um critério de razoabilidade face à complexidade do processo de concurso público a realizar para que a central passe a estar em regime de mercado, considera-se que o Acordo se manterá ativo até 30 de junho de 2025, já admitindo a ativação das duas prorrogações aí previstas (embora em termos distintos). Neste período, assume-se uma previsão nula para a produção injetada na RESP pela Turbogás, atendendo ao condicionamento da sua produção a situações excecionais por motivos de garantia da segurança de abastecimento.

Na perspetiva da repartição do financiamento da TS, esta alteração de pressupostos, face ao considerado na repartição do financiamento publicado na Diretiva n.º 14/2024, não tem impactos na 1.ª repartição entre os produtores e os comercializadores (e demais agentes de mercado na função de consumo), devido à produção nula que se assume. Em sentido contrário, dentro do conjunto dos produtores, a 2.ª repartição origina uma alocação em 2024 para a totalidade do ano, que provoca um ajustamento a suportar pela central da Turbogás (ver resultado no Quadro 4-5), e uma alocação em 2025 referente à imputação a esta central em metade do ano (ver resultado no Quadro 4-6).

#### **IDENTIFICAÇÃO DE PRODUTORES COM DIFERENTES PONTOS LIGAÇÃO À RESP**

Com a informação de que se dispunha à data de elaboração da Diretiva n.º 14/2023, alguns centros eletroprodutores foram identificados apenas pela sua designação, sem que fosse possível uma referência inequívoca dos mesmos ou conhecer a sua forma de ligação à RESP.

Após a receção da informação proveniente do GGS, no quadro da Diretiva n.º 13/2024, mesmo sendo de cariz provisório, foi possível identificar os pontos de ligação à RESP dos centros eletroprodutores incluídos no reporte de informação, através dos Códigos de Ponto de Entrega (CPE). Nos casos em que se verificou que um centro eletroprodutor elegível para o financiamento tem mais de um ponto de ligação à RESP e a Diretiva n.º 14/2024 lhe tenha imputado um montante a financiar, foi feita uma avaliação sobre a necessidade da sua desagregação aquando da preparação da presente consulta pública.

Para efeitos da repartição do financiamento da TS, esta desagregação tem impacto na 2.ª repartição efetuada dentro do conjunto dos produtores elegíveis, que tem como variável de proporcionalidade a potência de ligação após dedução de 10 MVA. Sendo esta dedução efetuada para cada centro eletroprodutor identificado como elegível, não é indiferente se o produtor é tratado de forma agregada ou em separado por pontos de ligação à RESP, sendo a imputação do financiamento diferente para cada um destes casos.

Os pressupostos assumidos na presente proposta para efeitos de repartição do financiamento são os seguintes:

- As centrais termoelétricas foram tratadas como um único centro eletroprodutor, independentemente do número de grupos geradores que as compõem e dos respetivos pontos de ligação à rede.

- Nos aproveitamentos hidroelétricos foram tratadas de forma diferenciada o centro eletroprodutor original e os reforços de potência subsequentes.
- Os parques eólicos e as centrais fotovoltaicas foram tratados por ponto de ligação à rede.

A aplicação destes pressupostos levou à separação de alguns centros eletroprodutores hídricos (Alqueva, Bemposta, Picote, Salamonde, Sabugueiro, Venda Nova) e fotovoltaicos (Nisa), comparativamente aos publicados na Diretiva n.º 14/2024. Os quadros apresentados nesta proposta apresentam essa desagregação para os ajustamentos de 2023 (Quadro 4-4) e 2024 (Quadro 4-5) e para o montante de 2025 (Quadro 4-6). No cálculo dos ajustamentos, o montante financiado por cada um dos centros eletroprodutores desagregados no ano previsional foi obtido pela proporção da sua potência de ligação deduzida de 10MVA aplicada ao montante agregado que foi publicado na Diretiva n.º 14/2024.

#### **PRODUTORES SEM LICENÇA DE EXPLORAÇÃO**

A incidência subjetiva do financiamento da TS recai sobre os titulares de centros electroprodutores, isto é, que possuam, para além de uma licença de produção, uma licença de exploração válida. De acordo com o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, o “titular da licença de produção” não é, ainda, um titular de centro electroprodutor (artigo 31.º), tendo, aliás, a obrigação de “requerer a emissão da licença de exploração dentro do prazo estabelecido na licença de produção” (artigo 31.º, n.º 2, al. d).

Assim, a incidência da TS (artigos 199.º e 199.º-A, aditado ao Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, pelo Decreto-Lei n.º 104/2023), parece operar apenas após a entrada em exploração dos centros electroprodutores, que subentende a obtenção da licença de exploração. Durante o período experimental previsto no artigo 32.º, a exigência de financiamento da TS não terá aplicação, qualquer que seja o centro electroprodutor em comissionamento, uma vez que ainda não obteve a licença de exploração (embora já tenha a licença de produção).

No caso de estar apenas abrangido pelo regime experimental, não se incluirá no âmbito subjetivo definido pelo conceito de titular de centro electroprodutor, pelo que não estará abrangido pela incidência da tarifa social.

A partir do momento em que os centros electroprodutores obtenham a licença de exploração, serão devidas as contribuições para financiamento da TS da eletricidade, de um modo geral nos termos do artigo 199.º e 199.º-B do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 104/2023, e opera de

modo excepcional, a isenção prevista para os titulares de centros electroprodutores que estejam abrangidos por algum dos critérios estabelecidos pelo artigo 199.º-A do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 104/2023.

Neste sentido, os produtores que se encontrem em período experimental ou que não detêm licença de exploração foram excluídos da presente proposta de repartição do financiamento da TS, com efeito até à data em que obtiverem esta licença. Nos casos em que, por ausência ou má qualidade de informação, não há evidências ou não é possível à ERSE aferir se o produtor permanece sem licença de exploração, o centro electroprodutor foi incluído na proposta de repartição que se submete a consulta.

### **SOBREEQUIPAMENTOS E PRODUTORES HIBRIDIZADOS**

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

Contudo, se o centro electroprodutor original, que obteve o ponto de ligação à rede, não estiver isento do financiamento de acordo com os critérios previstos no artigo 199.º-A do Decreto-Lei n.º 15/2022, na sua redação atual, a energia produzida pelo centro electroprodutor sobreequipado e pelo centro electroprodutor hibridizado (o segundo a ligar-se) são contabilizadas no cálculo da 1.ª repartição, contribuindo dessa forma para aumentar o montante a suportar pelo conjunto dos produtores. Neste caso, na 2.ª repartição, apesar da proporção do financiamento do titular de centro electroprodutor não ser impactada pelo sobreequipamento ou pela hibridização, incidirá sobre o conjunto dos produtores um montante de financiamento superior resultante da 1.ª repartição que está afetada pela energia adicional dos sobreequipamentos ou hibridização (*ceteris paribus*).

#### OUTRAS PARTICULARIDADES DE PRODUTORES EM RELAÇÃO À DIRETIVA N.º 14/2024

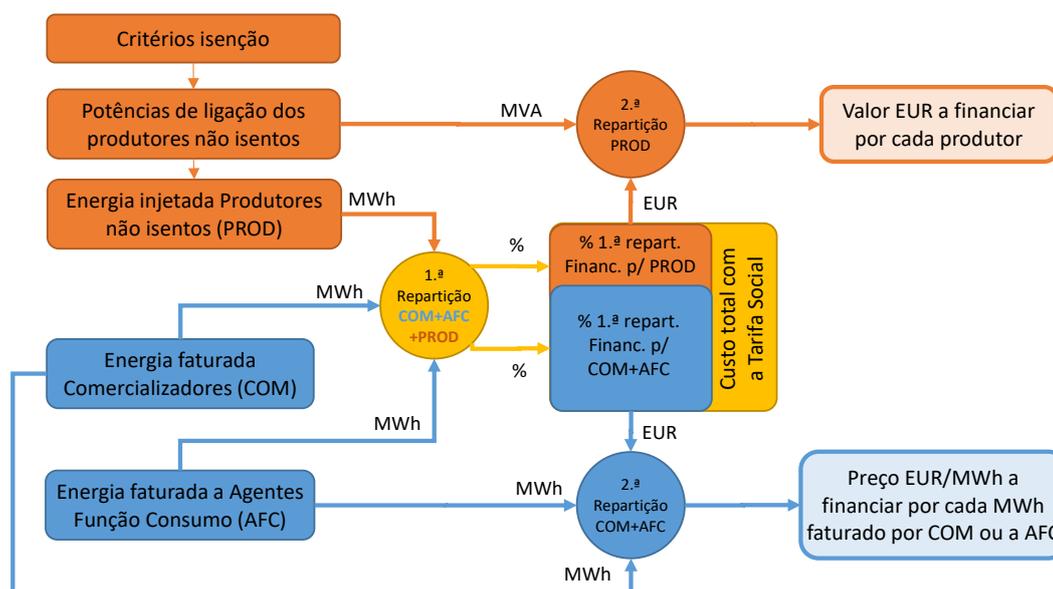
Na preparação desta proposta de repartição, identificaram-se, ainda, alguns casos de produtores em que houve alterações das suas características físicas ou remuneratórias dos centros electroprodutores por si detidos, em relação ao previsto na Diretiva n.º 14/2024, a saber:

- Os produtores que utilizam resíduos sólidos urbanos (RSU), Valorsul e Lipor, passaram para o regime de mercado a 1/7/2024 e como tal são considerados elegíveis para financiarem os custos da TS a partir dessa data. Deste modo em 2025 estarão sujeitos ao financiamento correspondente a metade de 2024 e a todo o ano de 2025;
- Produtores fotovoltaicos que, por falta de informação à data, não foram identificados na Consulta Pública n.º 119, que precedeu a Diretiva n.º 14/2024, mas que são agora considerados elegíveis para financiar os custos da TS à luz dos critérios em vigor e com base na informação entretanto coligida (Valpaços, Barcos, Reequipamento Cerca, Albercas, Pereiro, São Marcos, Viçoso, Alforgemel, Casal do Paul, Encarnado).

#### 4.2 METODOLOGIA DE CÁLCULO DO FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL

Na Figura 4-1 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 de mercado 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; (ii) num segundo momento, no ano seguinte, com a atualização da previsão com um valor estimado, que permite a determinação do ajustamento provisório; e (iii) num terceiro momento, dois anos após a previsão, com valores reais que permitem a determinação do ajustamento definitivo. Refira-se, contudo, que, excecionalmente, no caso do período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023, a repartição do financiamento apenas deverá ser apurada em definitivo no ano de 2026, por passarem a estar disponíveis os correspondentes valores reais e auditados.

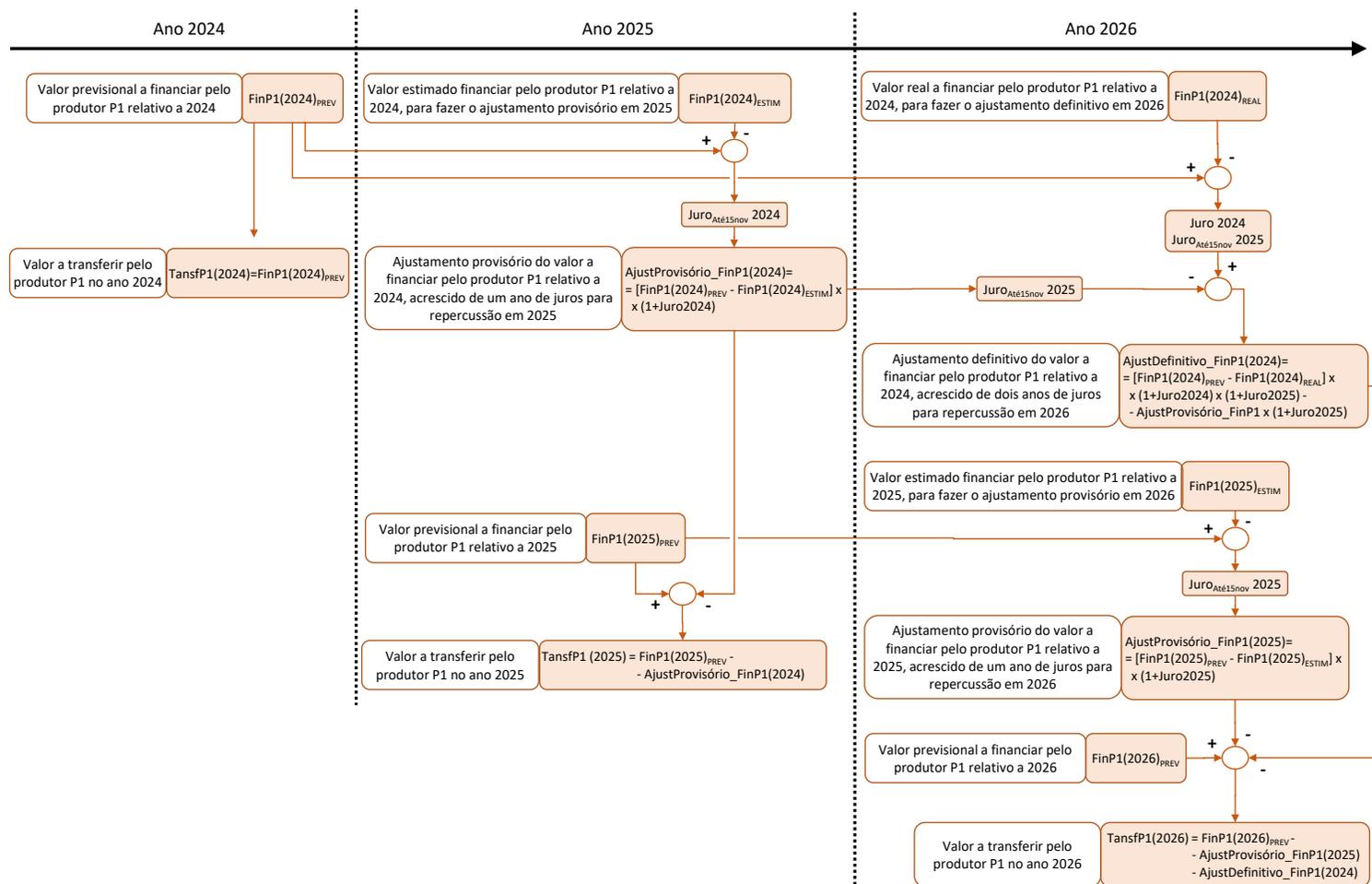
Figura 4-1 – Esquema de repartição do financiamento dos custos com a tarifa social entre produtores e comercializadores (e demais agentes de mercado na função consumo)



No caso dos centros eletroprodutores, o apuramento definitivo da contribuição para o financiamento da TS considera a atualização da informação 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 <sup>25</sup> e (ii) as energias injetadas na RESP 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 repartições), com o valor em EUR que havia sido imputado na repartição anterior (t-1). Como apresentado no “Relatório da Consulta Pública n.º 119”, tomando por exemplo os montantes afetos a 2024, a Figura 4-2 ilustra a metodologia de ajustamento do valor a financiar por um produtor, assim como a sua repercussão nas transferências a efetuar em cada ano.

<sup>25</sup> Artigo 199.º-A do Decreto-Lei n.º 15/2022, com a redação dada pelo Decreto-Lei n.º 104/2023.

Figura 4-2 – 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 previsual 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 e demais agentes de mercado na função de consumo de consumo, os ajustamentos são igualmente incorporados no financiamento a recuperar no ano seguinte (ano t), mas neste caso, incorporados num valor unitário igual para todos os comercializadores/demais agentes 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 valor unitário, 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. Esta metodologia é idêntica à aplicada no cálculo de ajustamentos t-1 dos proveitos permitidos das atividades reguladas, conforme definido no RT<sup>26</sup>. Em concreto, ao desvio em EUR do ano t-1, resultante da diferença entre o valor previsto (em t-1) e o novo valor estimado para o conjunto dos comercializadores/demais agentes de consumo, são aplicados os juros t-1 previstos no RT.
- Ajustamento definitivo (ano t-2) – dois anos após a fixação do valor unitário são obtidos os valores reais dos dados da 1.ª repartição do ano t-2 e, conseqüentemente, os valores reais em EUR imputados ao conjunto dos comercializadores/demais agentes de consumo nesse ano. Mais uma vez, esta metodologia é idêntica à aplicada no cálculo de ajustamentos t-2 dos proveitos permitidos das atividades reguladas, prevista no RT<sup>27</sup>. Em concreto, ao desvio em EUR do ano t-2, resultante da diferença entre o valor previsto dois anos antes (t-2) e o valor real obtido para o conjunto dos comercializadores/demais agentes de consumo, são aplicados os juros t-1 e t-2 previstos no RT, e deduzido o ajustamento provisório em EUR determinado no ano anterior (atualizado com juros t-1).
- O montante total em EUR a transferir no ano t pelo conjunto dos comercializadores inclui: (i) o valor previsto para esse ano; (ii) o ajustamento provisório t-1; e (iii) o ajustamento definitivo t-2 relativos a anos anteriores<sup>28</sup>. O valor unitário do financiamento, em Eur/MWh, a aplicar nesse ano

---

<sup>26</sup> Vide, por exemplo, o artigo 108.º do RT, que corresponde a uma atividade regulada com ajustamento t-1 aos proveitos permitidos.

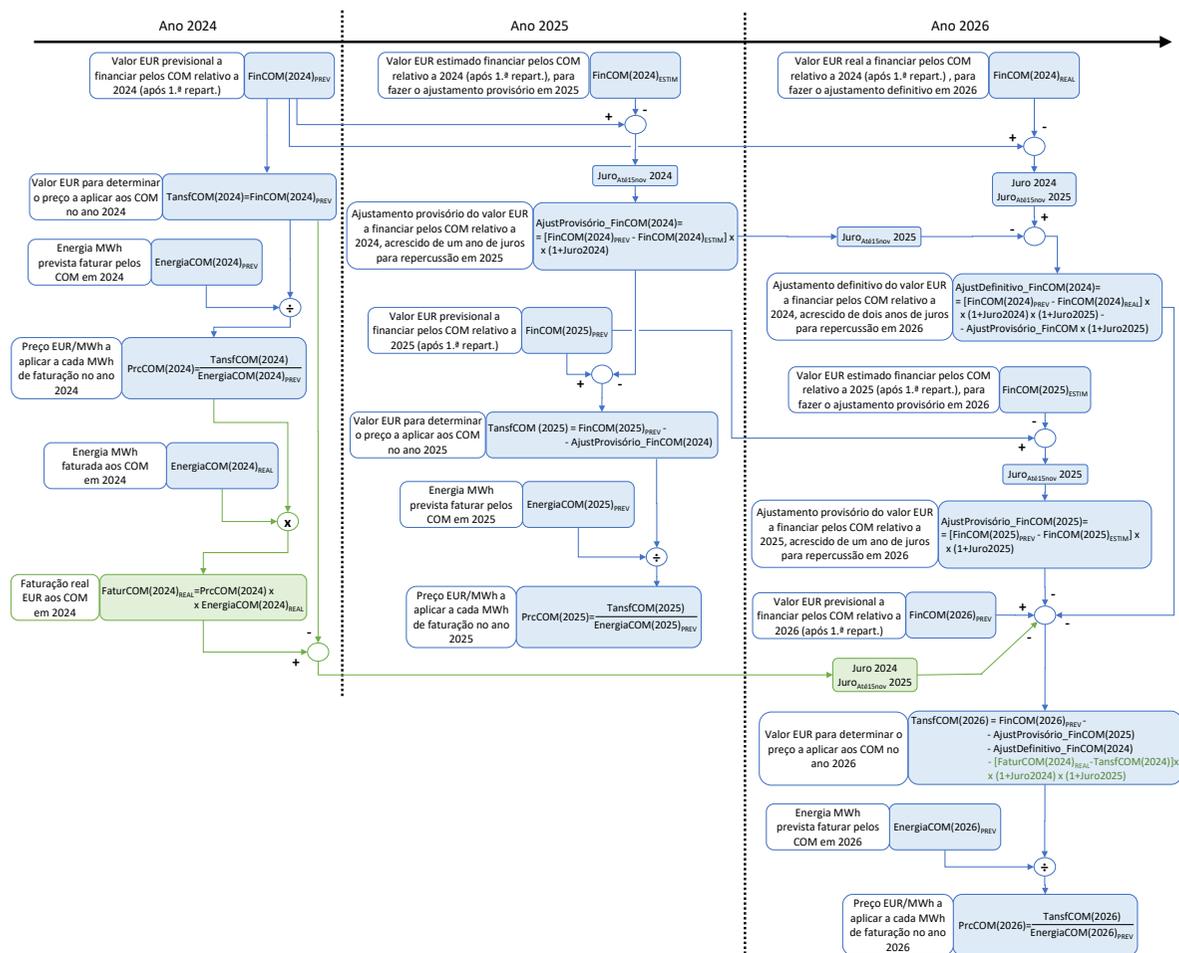
<sup>27</sup> Vide, por exemplo, o artigo 108.º do RT, que corresponde a uma atividade regulada com ajustamento t-1 e t-2 aos proveitos permitidos.

<sup>28</sup> 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.

é calculado pela divisão do montante total, em EUR, pelas quantidades previstas faturar pelos comercializadores no ano t.

Na Figura 4-3 ilustra-se a metodologia de ajustamento dos montantes a financiar pelos comercializadores e demais agentes de mercado na função de consumo, assim como a respetiva repercussão no valor unitário do financiamento em EUR/MWh que lhes é aplicado em cada ano.

Figura 4-3 – Esquema da metodologia de ajustamento do valor unitário a financiar pelos comercializadores



Notas: 1) Para os anos seguintes a 2026 a metodologia replica-se, com incorporação no valor unitário 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.

### 4.3 TRANSFERÊNCIAS NO ANO 2025

Os montantes das transferências dos agentes financiadores para o GGS em 2025 identificados nesta consulta pública resultam da imputação dos custos com a TS respeitantes à: (i) previsão de custos para 2025; (ii) ao ajustamento relativo ao período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023 e (iii) ao ajustamento provisório de 2024, considerando os juros aplicáveis a estes ajustamentos.

O quadro seguinte resume o montante a transferir pelos produtores e o valor unitário do financiamento da TS a faturar aos comercializadores pelo GGS, em 2025, no âmbito do quadro legal em vigor.

**Quadro 4-1 – Resumo das transferências no âmbito da tarifa social, em 2025**

Transferências em 2025							
	Previsão energia 2025 (a)	Previsão financiamento TS 2025 (b)	Ajustamento provisório de 2024 (c)	Ajustamento do período de 18 nov a 31 dez de 2023 (d)	Transferências totais em 2025 (e)=(b)+(c)+(d)	Transferência mensal em 2025 (f) = (e)/12	Preço de financiamento em 2025 (g) = (e) / (a)
	MWh	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR/mês	EUR/MWh
Produtores	23 656 600 33,4%	44 945 675	359 541	1 348 619	46 653 835	3 887 820	n.a.
Comercializadores	47 127 242 66,6%	89 538 045	-7 753 366	735 555	82 520 234	n.a.	1,7510
<b>Total</b>	<b>70 783 842</b>	<b>134 483 720</b>	<b>-7 393 825</b>	<b>2 084 175</b>	<b>129 174 069</b>		

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

(2) Os montantes de ajustamentos referentes aos anos de 2023 e 2024 estão atualizados para o ano de 2025 às taxas de juro utilizadas nos ajustamentos dos proveitos permitidos de 2025. Estas taxas de juro são de 4,369%<sup>29</sup> e de 3,956%<sup>30</sup>, respetivamente.

(3) No ano de 2025, a repartição foi aplicada ao montante previsional dos custos com a tarifa social determinado no exercício tarifário para 2025 (134,483 milhões de euros), em resultado da aplicação do desconto da tarifa de acesso às redes, determinado nos termos do Despacho n.º 12371/2024, publicado a 18 de outubro na 2.ª Série do Diário da República, da Ministra do Ambiente e Energia.

O Quadro 4-2 e o Quadro 4-3 resumem o cálculo dos ajustamentos provisórios relativos ao ano de 2024 e ao período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023, respetivamente.

<sup>29</sup> Média dos valores diários entre 01/01 e 31/12 de 2023 da taxa de juro EURIBOR a doze meses, acrescida de *spread* de 0,5.

<sup>30</sup> Média dos valores diários entre 01/01 e 15/11 de 2024 da taxa de juro EURIBOR a doze meses, acrescida de *spread* de 0,4%.

**Quadro 4-2 – Resumo dos ajustamentos do financiamento da tarifa social, respeitantes ao período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023**

Ajustamento relativo ao ano de 2023 (18 de novembro a 31 de dezembro)							
Previsão 2023 (Diretiva 14/2024)		Valores de 2023 a incluir no financiamento de 2025					
Previsão energia 2023	Previsão financiamento TS 2023	Energia 2023	Financiamento TS 2023	Ajustamento 2023 atualiz. para 2024 (sem juros 2024)	Juros de 2024	Ajustamento 2023 a repercutir em 2025 (com juros)	
(a)	(b)	(c)	(d)	(e) = (d) - (b)	(f) = (e) * (i <sub>2024_T2025</sub> )	(g) = (e) + (f)	
MWh	EUR	MWh	EUR	EUR	EUR	EUR	
Produtores	3 128 326	3 616 689	6 639 547	1 297 310	51 309	1 348 619	
	36,1%	39,5%					
Comercializadores	5 532 781	5 532 108	10 155 890	707 570	27 985	735 555	
	63,9%	60,5%					
<b>Total</b>	<b>8 661 107</b>	<b>9 148 797</b>	<b>16 795 436</b>	<b>2 004 880</b>	<b>79 294</b>	<b>2 084 175</b>	

Notas: (1) Os montantes referentes ao ano de 2023 incluem juros para a sua repercussão no ano de 2024. Na coluna (b) foi aplicada a taxa de 4,378%<sup>31</sup>, enquanto que na coluna (d) foi aplicada a taxa de 4,369%<sup>32</sup>.

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

(3) O montante real a financiar no período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023 foi obtido pela soma do montante dos descontos da tarifa social efetivamente concedidos no mês de dezembro de 2023 com o montante dos descontos de novembro de 2023 afetado pela proporção do número de dias desse mês em que este modelo de financiamento foi aplicado [(30-17)/30] (16,092 milhões de euros), acrescidos de juros à taxa de 4,369%<sup>33</sup> (num total de (16,795 milhões de euros).

**QUADRO 4-3 – RESUMO DOS AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DO FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL, RESPEITANTES AO ANO DE 2024**

Ajustamento provisório relativo ao ano de 2024							
Previsão 2024 (Diretiva 14/2024)		Estimativa de 2024 a incluir no financiamento de 2025					
Previsão energia 2024	Previsão financiamento TS 2024	Estimativa energia 2024	Estimativa financiamento TS 2024	Ajustamento provisório 2024 (sem juros 2024)	Juros de 2024	Ajustamento 2024 a repercutir em 2025 (com juros)	
(a)	(b)	(c)	(d)	(e) = (d) - (b)	(f) = (e) * (i <sub>2024_T2025</sub> )	(g) = (e) + (f)	
MWh	EUR	MWh	EUR	EUR	EUR	EUR	
Produtores	22 587 013	24 693 418	44 792 624	345 862	13 679	359 541	
	32,6%	34,6%					
Comercializadores	46 781 345	46 637 464	84 598 025	-7 458 382	-294 984	-7 753 366	
	67,4%	65,4%					
<b>Total</b>	<b>69 368 358</b>	<b>71 330 882</b>	<b>129 390 649</b>	<b>-7 112 520</b>	<b>-281 305</b>	<b>-7 393 825</b>	

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

(2) No ano de 2024, a repartição foi aplicada à estimativa do total de custos com a tarifa social (129,390 milhões de euros), que foi reportada pelos operadores das redes de distribuição à ERSE na informação para efeitos do exercício tarifário de 2025.

<sup>31</sup> Média dos valores diários entre 01/01 e 15/11 de 2023 da taxa de juro EURIBOR a doze meses, acrescida de *spread* de 0,5%. Para mais informação consultar o ponto 3.1 do documento "[Proveitos permitidos e ajustamentos para 2024 das empresas reguladas do setor elétrico](#)".

<sup>32</sup> Vide nota de rodapé 28.

<sup>33</sup> Vide nota de rodapé 28.

#### 4.3.1 FINANCIAMENTO PELOS CENTROS ELETROPRODUTORES

O GGS deverá faturar, a cada produtor, o montante em euros publicado na respetiva Diretiva de repartição do financiamento dos custos com a TS no valor agregado mensal de 3,888 milhões de euros.

#### **AJUSTAMENTO DE 2023 (18 DE NOVEMBRO A 31 DE DEZEMBRO DE 2023)**

Os quadros seguintes apresentam os ajustamentos, por centro eletroprodutor, referentes ao período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023.

Quadro 4-4 – Ajustamento de 2023 por centro electroprodutor (18 de novembro e 31 de dezembro de 2023)

			Previsão 2023 (18 novembro a 31 dezembro) (Diretiva 14/2024)		Valores de 2023 a incluir no financiamento de 2025 (18 novembro a 31 dezembro)										
Código CRIA	CPE	Centro Electroprodutor	Potência de ligação deduzida de 10 MVA	2.ª repartição Pot.Lig. deduz 10 MVA	Financiamento 2023 (com juros provisórios de 2023 definidos em T2024)	1.ª repartição Energia Injetada	Potência de ligação (≥10MVA)	Potência de ligação deduzida de 10 MVA	2.ª repartição Pot.Lig. deduz 10 MVA	Financiamento 2023	% do custo com TS	Financiamento 2023 (com juros de 2023 definidos em T2025)	Ajustamento de 2023 atualizado para 2024 (sem juros de 2024)	Juros <sub>2024</sub>	Ajustamento de 2023 (com juros 2024 <sub>T2025</sub> )
			(a)	(e)	(b)=(a)*Total Financiamento	MWh	MVA	MVA	(c)	(d)=(c)*Total Financ. PROD	(e) = (d)*(1+H <sub>2023,2025</sub> )	(f) = (e)-(b)	(g)=(f)*(1+H <sub>2024,2025</sub> )	(h)=(f)+(g)	
PRD0093EE	PT0001122000800065GW	CH Agueira	290	2,17%	116 119	79 347	300	290	2,15%	136 504	0,85%	142 467	26 348	1 042	27 390
PRD0196EE	PT0001140000800036AB	CH Alqueva I	289	2,17%	115 748	74 286	294,0	284,0	2,10%	133 679	0,83%	139 520	23 772	-3 509	-92 224
PRD0196EE	PT0001906000100051HX	CH Alqueva II	281	2,11%	112 487	52 208	286,0	276,0	2,04%	129 914	0,81%	135 590	23 102	5 363	140 952
PRD0093EE	PT0001140000800101YF	CH Alto Lindoso	690	5,17%	276 284	238 780	700,0	690,0	5,11%	324 785	2,02%	338 974	62 690	2 479	65 169
PRD0093EE	PT0001115000800094RY	CH Alto Rabagão	80	0,60%	32 033	3 334	90,0	80,0	0,59%	37 656	0,23%	39 301	7 268	287	7 556
PRD0231EE	PT0001906000800197GE	CH CH Alto Tâmega	0	0,00%	0	0	0,0	0,0	0,00%	0	0,00%	0	0	0	0
PRD0214EE	PT0002990118206661WR	CH Baixo Sabor (jusante)	30	0,22%	12 012	15 359	40,0	30,0	0,22%	14 121	0,09%	14 738	2 726	108	2 833
PRD0214EE	PT0001906000800040TV	CH Baixo Sabor (montante)	160	1,20%	64 066	58 458	170,0	160,0	1,18%	75 312	0,47%	78 603	14 537	575	15 112
PRD0093EE	PT0002990080774404SZ	CH Belver	91	0,68%	36 277	26 085	100,6	90,6	0,67%	42 646	0,27%	44 509	8 231	326	8 557
PRD0214EE	PT0001122000800087MR	CH Bemposta	246	1,84%	98 493	71 674	266,7	256,7	1,90%	120 829	0,75%	126 108	27 615	-2 170	-57 049
PRD0214EE	PT0001906000100019VR	CH Bemposta II	206	1,54%	82 493	70 357	225,0	215,0	1,59%	101 201	0,63%	105 622	23 129	4 177	109 800
PRD0093EE	PT0001115000800069TG	CH Bouçã	46	0,34%	18 419	31 688	56,0	46,0	0,34%	21 652	0,13%	22 598	4 179	165	4 345
PRD0093EE	PT0001115000800062EC	CH Cabril	112	0,84%	44 846	62 075	122,0	112,0	0,83%	52 719	0,33%	55 022	10 176	402	10 578
PRD0093EE	PT0002990080073173WF	CH Caldeirão	30	0,22%	12 012	12 337	40,0	30,0	0,22%	14 121	0,09%	14 738	2 726	108	2 833
PRD0093EE	PT0001115000800100RN	CH Caniçada	58	0,43%	23 224	56 165	74,0	64,0	0,47%	30 125	0,19%	31 441	8 217	325	8 542
PRD0093EE	PT0001122000800088MW	CH Carrapatelo	191	1,43%	76 479	135 493	201,0	191,0	1,41%	89 904	0,56%	93 832	17 353	686	18 040
PRD0093EE	PT0001122000800066GA	CH Castelo de Bode	162	1,22%	64 947	66 129	172,2	162,2	1,20%	76 348	0,47%	79 683	14 737	583	15 319
PRD0093EE	PT0002990079940183QA	CH Crestuma-Lever	98	0,74%	39 361	64 463	108,3	98,3	0,73%	46 270	0,29%	48 292	8 931	353	9 284
PRD0231EE	PT0001906000800135GC	CH Daivões	120	0,90%	48 049	37 127	114,0	104,0	0,77%	48 953	0,30%	51 092	3 042	120	3 163
PRD0093EE	PT0002990080072647WX	CH Desterro	5	0,03%	1 842	9 499	14,6	4,6	0,03%	2 165	0,01%	2 260	418	17	434
PRD0214EE	PT0001906000800072WA	CH Foz Tua	290	2,17%	116 119	93 964	300,0	290,0	2,15%	136 504	0,85%	142 467	26 348	1 042	27 390
PRD0093EE	PT0001115000800099RB	CH Frades	205	1,53%	81 968	37 340	212,8	202,8	1,50%	95 458	0,59%	99 629	17 661	-13 049	-342 982
PRD0093EE	PT0001115000800068TA	CH Fratel	140	1,05%	56 058	45 064	150,0	140,0	1,04%	65 898	0,41%	68 777	12 720	503	13 223
PRD0231EE	PT0001906000800132GV	CH Gouvães	970	7,27%	388 400	157 127	980,0	970,0	7,18%	456 581	2,84%	476 529	88 129	3 486	91 615
PRD0093EE	PT0001906000100027VD	CCGN Lares	1 050	7,87%	420 433	85 864	1 060,0	1 050,0	7,77%	494 238	3,07%	515 830	95 397	3 773	99 170
PRD0214EE	PT0001906000800045TE	CH Miranda I e II	380	2,85%	152 157	115 983	410,0	400,0	2,96%	188 281	1,17%	196 507	44 350	1 754	46 104
PRD0196EE	PT0002990107739122S5	CH Pedrogão	1	0,01%	320	2 063	10,8	0,8	0,01%	377	0,00%	393	73	3	76
n.d.	n.d.	CCGN Pego	996	7,47%	398 810	302 417	1 006,0	996,0	7,37%	468 820	2,91%	489 302	90 491	3 579	94 070
PRD0214EE	PT0001122000800080GV	CH Picote	211	1,58%	84 404	100 103	216,7	206,7	1,53%	97 294	0,60%	101 545	17 141	-3 570	-93 822
PRD0214EE	PT0001906000100017QE	CH Picote II	268	2,01%	107 393	33 211	273,0	263,0	1,95%	123 795	0,77%	129 203	21 810	5 110	134 313
PRD0093EE	PT0001122000800081GH	CH Pocinho	176	1,32%	70 473	56 070	186,0	176,0	1,30%	82 844	0,51%	86 463	15 990	632	16 623
PRD0093EE	PT0002990080085425YT	CH Ponte de Jugais	12	0,09%	4 765	13 902	21,9	11,9	0,09%	5 601	0,03%	5 846	1 081	43	1 124
PRD0093EE	PT0002990079821513PJ	CH Pracana	38	0,28%	15 176	7 615	47,9	37,9	0,28%	17 840	0,11%	18 619	3 443	136	3 580

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros electroprodutores para o gestor global do SEN (REN).

## Quadro 4-4 (cont.) - Ajustamento de 2023 por centro electroprodutor (18 de novembro e 31 de dezembro de 2023)

Previsão 2023 (18 novembro a 31 dezembro) (Diretiva 14/2024)			Valores de 2023 a incluir no financiamento de 2025 (18 novembro a 31 dezembro)												
Código CRIA	CPE	Centro Electroprodutor	Potência de ligação deduzida de 10 MVA	2.ª repartição Pot.Lig. deduz 10 MVA	Financiamento 2023 (com juros provisionais de 2023 definidos em T2024)	1.ª repartição Energia Injetada	Potência de ligação (≥10MVA)	Potência de ligação deduzida de 10 MVA	2.ª repartição Pot.Lig. deduz 10 MVA	Financiamento 2023	% do custo com TS	Financiamento 2023 (com juros de 2023 definidos em T2025)	Ajustamento de 2023 atualizado para 2024 (sem juros de 2024)	JurOS <sub>2024</sub>	Ajustamento de 2023 (com juros 2024 <sub>T2025</sub> )
			MVA	(a)	(b)=(a)*Total Financiamento	MWh	MVA	MVA	(c)	(d)=(c)*Total Financ PROD	%	(e) = (d)*(1+H <sub>2023,2024</sub> )	(f) = (e)-(b)	(g)=(f)*(1+H <sub>2023,2024</sub> )	(h)=(f)+(g)
			EUR	%	EUR	MWh	MVA	MVA	%	EUR	%	EUR	EUR	EUR	EUR
PRD0093EE	PT000299007986922RY	CH Raiva	16	0,12%	6 407	13 185	26,0	16,0	0,12%	7 531	0,05%	7 860	1 454	57	1 511
PRD0093EE	PT0001122000800082GL	CH Régua	164	1,23%	65 668	96 164	174,0	164,0	1,21%	77 195	0,48%	80 568	14 900	589	15 489
PRD0093EE	PT0001122000100055CC	CCGN Ribatejo	1 334	10,00%	534 150	56 266	1 344,0	1 334,0	9,87%	627 917	3,90%	655 350	121 200	4 794	125 994
PRD0197EE	PT0001906000800043TC	CH Ribeiradio/Ermida	73	0,55%	29 230	32 455	83,0	73,0	0,54%	34 361	0,21%	35 862	6 632	262	6 895
PRD0093EE	PT0002990084161447DP	CH Sabugueiro I	14	0,11%	5 753	10 767	16,0	6,0	0,04%	2 824	0,02%	2 948	-2 806	-155	-4 083
PRD0093EE	PT0002990084161367MC	CH Sabugueiro II	3	0,02%	1 122	2 078	11,2	1,2	0,01%	551	0,00%	575	-547	23	598
PRD0093EE	PT000115000800098RX	CH Salamonde	41	0,31%	16 596	2 319	50,0	40,0	0,30%	18 828	0,12%	19 651	3 055	-3 757	-98 744
PRD0093EE	PT0001906000800050RG	CH Salamonde II	245	1,84%	98 042	76 391	246,3	236,3	1,75%	111 227	0,69%	116 086	18 045	4 591	120 678
PRD0093EE	PT0002990118569972CG	CH Santa Luzia	22	0,16%	8 809	13 712	32,0	22,0	0,16%	10 355	0,06%	10 808	1 999	79	2 078
PRD0093EE	PT0002990110920869FB	CH Senhora Do Porto	1	0,00%	240	1 842	10,6	0,6	0,00%	282	0,00%	295	55	2	57
PRD0093EE	PT000115000800085TC	CH Tabuaço (Vilar)	70	0,52%	28 029	22 572	80,0	70,0	0,52%	32 949	0,20%	34 389	6 360	252	6 611
n.d.	n.d.	CCGN Tapada do Outeiro	1 172	8,78%	469 283	419 181	1 182,0	1 172,0	8,67%	551 663	3,43%	575 765	106 482	4 211	110 693
PRD0093EE	PT0001122000800084GK	CH Torrão	150	1,12%	60 062	68 170	160,0	150,0	1,11%	70 605	0,44%	73 690	13 628	539	14 167
PRD0093EE	PT0002990079964711RJ	CH Touvedo	14	0,10%	5 606	17 137	24,0	14,0	0,10%	6 590	0,04%	6 878	1 272	50	1 322
PRD0093EE	PT0001122000800083GC	CH Valeira	230	1,72%	92 095	97 576	240,0	230,0	1,70%	108 262	0,67%	112 991	20 897	826	21 723
PRD0093EE	PT0002990071420684HA	CH Varosa	20	0,15%	7 928	16 346	29,8	19,8	0,15%	9 320	0,06%	9 727	1 799	71	1 870
PRD0093EE	PT0001906000800052RY	CH Venda Nova III (Frades II)	868	6,51%	347 594	115 181	870,0	860,0	6,36%	404 804	2,52%	422 489	74 895	14 303	935 279
PRD0093EE	PT0001150008000959RF	CH Venda Nova	92	0,69%	36 860	48 632	96,0	86,0	0,64%	40 480	0,25%	42 249	5 388	1 671	43 920
PRD0093EE	PT0001150008000959RF	CH Vila Nova - Paradela	60	0,45%	24 002	12 048	66,0	56,0	0,41%	26 359	0,16%	27 511	3 509	1 088	28 599
PRD0093EE	PT0002990083427985CQ	CH Vila Cova	16	0,12%	6 407	15 702	26,0	16,0	0,12%	7 531	0,05%	7 860	1 454	57	1 511
PRD0093EE	PT0001150008000969RP	CH Vilarinho das Furnas	151	1,13%	60 462	53 246	161,0	151,0	1,12%	71 076	0,44%	74 181	13 719	543	14 262
AGRO077EE	PT0002990129329181ZCOA000	CF Alcanhões	8	0,06%	3 203	2 551	18,0	8,0	0,06%	3 766	0,02%	3 930	727	29	756
AGRO077EE	PT0002990127599998CTOA000	CF Amareleja	4	0,03%	1 602	2 220	14,0	4,0	0,03%	1 883	0,01%	1 965	363	14	378
AGRO077EE	PT0002990129329011FB0A000	CF Bensafrim	29	0,22%	11 612	7 090	38,0	28,0	0,21%	13 180	0,08%	13 755	2 144	85	2 228
n.d.	PT0002000129710075WZ	CF Esteveira	10	0,07%	4 004	2 452	20,0	10,0	0,07%	4 707	0,03%	4 913	909	36	944
n.d.	PT0002990126002375HA	CF Évora	15	0,11%	6 006	4 347	25,0	15,0	0,11%	7 061	0,04%	7 369	1 363	54	1 417
AGRO142EE	PT0002990114539471HT	CF Ferreira	0	0,00%	157	1 060	12,0	2,0	0,01%	941	0,01%	983	826	33	858
AGRO215EE	PT0002990131309687BL	CF Freixial	5	0,04%	1 922	2 149	30,2	20,2	0,15%	9 508	0,06%	9 924	8 002	316	8 318
n.d.	PT0002000126521629HN	CF Glória	10	0,07%	4 004	2 059	20,0	10,0	0,07%	4 707	0,03%	4 913	909	36	944
AGRO256EE	PT0002990110079851BB	CF Hércules	1	0,01%	320	1 143	10,8	0,8	0,01%	377	0,00%	393	73	3	76
AGRO077EE	PT0002990129328484FJOA000	CF Herdade da Serra	26	0,19%	10 411	5 927	36,0	26,0	0,19%	12 238	0,08%	12 773	2 362	93	2 456
n.d.	PT0002000127095953BA	CF Infantado	2	0,01%	801	1 525	12,0	2,0	0,01%	941	0,01%	983	182	7	189
n.d.	PT0002990129826543LF	CF Ínsua	34	0,25%	13 614	4 615	45,0	35,0	0,26%	16 475	0,10%	17 194	3 580	142	3 722
AGRO142EE	PT0002990129953495SHE	CF Mexeiro	15	0,11%	6 006	2 930	25,0	15,0	0,11%	7 061	0,04%	7 369	1 363	54	1 417
AGRO148EE	PT0002990132499587LZ	CF Mina-Tó	8	0,06%	3 203	1 405	18,0	8,0	0,06%	3 766	0,02%	3 930	727	29	756
AGRO148EE	PT0002990131542785AN	CF Mogadouro	27	0,20%	10 930	4 557	42,0	32,0	0,24%	15 062	0,09%	15 721	4 791	189	4 980
AGRO148EE	PT0001906000800130GS	CF Morgado de Arge	35	0,26%	14 014	4 584	45,0	35,0	0,26%	16 475	0,10%	17 194	3 180	126	3 306

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros electroprodutores para o gestor global do SEN (REN).

## Quadro 4-4 (cont.) - Ajustamento de 2023 por centro electroprodutor (18 de novembro e 31 de dezembro de 2023)

			Previsão 2023 (18 novembro a 31 dezembro) (Diretiva 14/2024)		Valores de 2023 a incluir no financiamento de 2025 (18 novembro a 31 dezembro)										
Código CRIA	CPE	Centro Electroprodutor	Potência de ligação deduzida de 10 MVA	2.ª repartição Pot.Lig. deduz 10 MVA	Financiamento 2023 (com juros provisórios de 2023 definidos em T2024)	1.ª repartição Energia Injetada	Potência de ligação (>10MVA)	Potência de ligação deduzida de 10 MVA	2.ª repartição Pot.Lig. deduz 10 MVA	Financiamento 2023 (d)=(c)*Total Financ PROD	% do custo com TS	Financiamento 2023 (com juros de 2023 definidos em T2025) (e) = (d)*(1+I <sub>2023,2025</sub> )	Ajustamento de 2023 atualizado para 2024 (sem juros de 2024) (f) = (e)-(b)	Juros <sub>2024</sub> (g)=(f)*(1+I <sub>2024,2025</sub> )	Ajustamento de 2023 (com juros 2024, T2025) (h)=(f)+(g)
			MVA	(a)	(b)=(a)*Total Financiamento EUR	MWh	MVA	MVA	(c)	EUR	%	EUR	EUR	EUR	EUR
AGRO077EE	PT0002990129328713VNOA000	CF Moura	32	0,24%	12 813	5 914	42,0	32,0	0,24%	15 062	0,09%	15 721	2 907	115	3 022
n.d.	PT0001906000800091WE	CF NISA 1	10	0,07%	4 004	2 427	15,0	5,0	0,04%	2 354	0,01%	2 456	-1 548	-536	-14 096
n.d.	PT0001906000800092AT	CF NISA 2	10	0,07%	4 004	2 338	15,0	5,0	0,04%	2 354	0,01%	2 456	-1 548	97	2 553
n.d.	PT0001906000800093AR	CF NISA 3	20	0,15%	8 008	3 212	20,0	10,0	0,07%	4 707	0,03%	4 913	-3 096	194	5 107
n.d.	n.d.	CF Ourika!	31	0,23%	12 213	5 301	40,5	30,5	0,23%	14 356	0,09%	14 984	2 771	110	2 881
n.d.	PT0001906000800087WH	CF Ourique	40	0,30%	15 816	7 132	49,5	39,5	0,29%	18 593	0,12%	19 405	3 589	142	3 731
AGRO030EE	PT0002990131362203HA	CF Paderne	4	0,03%	1 602	2 302	14,0	4,0	0,03%	1 883	0,01%	1 965	363	14	378
AGRO148EE	PT0001906000800149MB	CF Pinhal Novo	9	0,29%	15 576	4 778	48,9	38,9	0,29%	18 310	0,11%	19 110	3 534	140	3 674
n.d.	PT0002990133584497QZ	CF Sado	3	0,02%	1 001	1 372	12,5	2,5	0,02%	1 177	0,01%	1 228	227	9	236
PRDO049EE	PT0002990125963196QQ	CF Tendeiros	10	0,07%	4 004	2 272	20,0	10,0	0,07%	4 707	0,03%	4 913	909	36	944
AGRO077EE	PT0002990132545235AF0A000	CF Triana	8	0,06%	3 203	3 764	18,0	8,0	0,06%	3 766	0,02%	3 930	727	29	756
PRDO050EE	PT0002990126429404TZ	CF Vale de Moura	16	0,12%	6 354	3 558	25,0	15,0	0,11%	7 061	0,04%	7 369	1 015	40	1 055
n.d.	n.d.	PE Alto da Folgosa	9	0,06%	3 454	7 380	18,6	8,6	0,06%	4 060	0,03%	4 237	784	31	815
n.d.	PT0002990116975733GX	PE Mercozinha	5	0,04%	2 003	4 863	15,6	5,6	0,04%	2 628	0,02%	2 743	740	29	769
n.d.	n.d.	PE Terras Altas de Fafe	11	0,08%	4 282	0	0,0	0,0	0,00%	0	0,00%	0	-4 282	-169	-4 452
PRDO093EE	PT000299075032725LD	CH Ermal	0	0,00%	0	2 804	10,7	0,7	0,01%	347	0,00%	363	363	14	377
AGRO117EE	PT0001906000800146MP	CF Albercas	0	0,00%	0	0	0,0	0,0	0,00%	0	0,00%	0	0	0	0
AGRO117EE	PT0001906000800147MD	CF Pereiro	0	0,00%	0	0	0,0	0,0	0,00%	0	0,00%	0	0	0	0
AGRO117EE	PT0001906000800145MF	CF S. Marcos	0	0,00%	0	0	0,0	0,0	0,00%	0	0,00%	0	0	0	0
AGRO117EE	PT0002990131542912DR	CF Valpaços	0	0,00%	0	0	0,0	0,0	0,00%	0	0,00%	0	0	0	0
AGRO117EE	PT0001906000800144MY	CF Vigeiro	0	0,00%	0	0	0,0	0,0	0,00%	0	0,00%	0	0	0	0
PRDO301EE	PT0001906000800168YF	CF Cerca - Reequipamento	0	0,00%	0	5 939	28,4	18,4	0,14%	8 661	0,05%	9 039	9 039	358	9 397
AGRO201EE	PT0002990114637377LH	CF Ferreira Alentejo	0	0,00%	0	2 173	10,4	0,4	0,00%	185	0,00%	193	193	8	200
PRDO322EE	PT0001906000800081WN	CF Alcouthim	190	1,42%	76 078	41 826	200,0	190,0	1,41%	89 433	0,56%	93 341	17 262	683	17 945
JAGRO077EE	PT0001906000800081WN A000														
AGRO077EE	PT0001906000800178YV	CF Alfoergemel	0	0,00%	0	11 481	54,9	44,9	0,33%	21 135	0,13%	22 058	22 058	872	22 930
n.d.	PT000299013226 2248GN	CF BARCOS	0	0,00%	0	8 365	40,0	30,0	0,22%	14 121	0,09%	14 738	14 738	583	15 321
AGRO077EE	PT0001906000800179YH	CF Casal do Paul	0	0,00%	0	11 481	54,9	44,9	0,33%	21 135	0,13%	22 058	22 058	872	22 930
AGRO077EE	PT0001906000800180YL	CF Encarnado	0	0,00%	0	16 793	80,3	70,3	0,52%	33 090	0,21%	34 536	34 536	1 366	35 902
n.d.	PT0002990075973032PF	RSU Valorsul	0	0,00%	0	0	0,0	0,0	0,00%	0	0,00%	0	0	0	0
AGRO117EE	PT0001906000100021VA	PE Vale Grande	0	0,00%	0	0	0,0	0,0	0,00%	0	0,00%	0	0	0	0
AGRO117EE	PT0002970201514328AA	CF Trindade	0	0,00%	0	1 464	11,0	0,6	0,00%	300	0,00%	313	313	12	325
n.d.	PT0002990113587162JY	CF Moura	0	0,00%	0	577	32,5	1,9	0,01%	899	0,01%	939	939	37	976
n.d.	PT0002990106606935XA	PE Passarinho	0	0,00%	0	0	0,0	0,0	0,00%	0	0,00%	0	0	0	0
n.d.	PT0002990107858588BL	PE Seixinhos/Marão II	0	0,00%	0	0	0,0	0,0	0,00%	0	0,00%	0	0	0	0
n.d.	PT00029901077946675S	PE Penedo Ruivo/Marão I	0	0,00%	0	0	0,0	0,0	0,00%	0	0,00%	0	0	0	0
n.d.	PT0002990102311234TN	PE Trandeiras	0	0,00%	0	0	0,0	0,0	0,00%	0	0,00%	0	0	0	0
n.d.	PT0002990079950096XA	RSU LIPOR	0	0,00%	0	0	0,0	0,0	0,00%	0	0,00%	0	0	0	0
n.d.	PT0002990106607288WB	PE Serra da Capucha	0	0,00%	0	0	0,0	0,0	0,00%	0	0,00%	0	0	0	0
n.d.	PT0002990106143536XP	PE Outeiro	0	0,00%	0	0	0,0	0,0	0,00%	0	0,00%	0	0	0	0
<b>Total Produtores</b>			<b>13 342</b>	<b>100%</b>	<b>5 342 237</b>	<b>3 616 689</b> <b>39,5%</b>	<b>14 466</b>	<b>13 515</b>	<b>100%</b>	<b>6 361 617</b>	<b>39,5%</b>	<b>6 639 547</b>	<b>1 297 310</b>	<b>51 309</b>	<b>1 348 619</b>

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros electroprodutores para o para o gestor global do SEN (REN).

## AJUSTAMENTO RELATIVO A 2024

Os quadros seguintes apresentam os ajustamentos provisórios de 2024, por centro electroprodutor.

Quadro 4-5 – Ajustamento provisório de 2024, por centro electroprodutor

Código CRIA	CPE	Centro Electroprodutor	Tecnologia	Previsão de 2024 (Diretiva 14/2024)			Estimativa de 2024 a incluir no financiamento de 2025									
				Potência de ligação deduzida de 10 MVA	2.ª repartição	Financiamento 2024	1.ª repartição Energia Injetada	Potência de ligação (≥10MVA)	Potência de ligação deduzida de 10 MVA	2.ª repartição Pot.Lig. deduz 10 MVA	Financiamento 2024	% do custo com TS	Ajustamento provisório 2024 (sem juros)	Juros <sub>2024</sub>	Ajustamento provisório 2024 (com juros 2024 <sub>2023</sub> )	
					(a)											(b)=(a)*Total Financiamento
MVA	%	EUR	MWh	MVA	MVA	%	EUR	%	EUR	%	EUR	EUR	EUR			
PRD0093EE	PT0001122000800065GW	CH Agueira	Hídrica	290	2,33%	1 035 533	430 371	300	290	2,12%	948 067	0,73%	-87 466	-3 459	-90 925	
PRD0196EE	PT0001140000800036AB	CH Alqueva I	Hídrica	289	2,32%	1 032 217	655 613	294,0	284,0	2,07%	928 452	0,72%	-103 765	-4 104	-107 869	
PRD0196EE	PT0001906000100051HX	CH Alqueva II	Hídrica	281	2,26%	1 003 140	434 272	286,0	276,0	2,01%	902 298	0,70%	-100 842	-3 988	-104 831	
PRD0093EE	PT0001140000800101YF	CH Alto Lindoso	Hídrica	690	5,54%	2 463 854	1 195 987	700,0	690,0	5,04%	2 255 745	1,74%	-208 109	-8 231	-216 340	
PRD0093EE	PT0001150000800094RY	CH Alto Rabagão	Hídrica	80	0,64%	285 664	148 856	90,0	80,0	0,58%	261 536	0,20%	-24 129	-954	-25 083	
PRD0231EE	PT0001906000800137GE	CH CH Alto Tâmega	Hídrica	0	0,00%	0	63 761	180,0	119,8	0,87%	391 768	0,30%	391 768	15 495	407 262	
PRD0214EE	PT0002990118206661WR	CH Baixo Sabor (jusante)	Hídrica	30	0,24%	107 124	106 435	40,0	30,0	0,22%	98 076	0,08%	-9 048	-358	-9 406	
PRD0214EE	PT0001906000800040TV	CH Baixo Sabor (montante)	Hídrica	160	1,29%	571 328	396 632	170,0	160,0	1,17%	523 071	0,40%	-48 257	-1 909	-50 166	
PRD0093EE	PT0002990080774404SZ	CH Belver	Hídrica	91	0,73%	323 515	224 695	100,6	90,6	0,66%	296 189	0,23%	-27 326	-1 081	-28 406	
PRD0214EE	PT0001122000800087MR	CH Bemposta	Hídrica	246	1,98%	878 343	624 483	266,7	256,7	1,87%	839 203	0,65%	-39 141	-1 548	-40 689	
PRD0214EE	PT0001906000100019VR	CH Bemposta II	Hídrica	206	1,66%	735 660	518 128	225,0	215,0	1,57%	702 877	0,54%	-32 782	-1 297	-34 079	
PRD0093EE	PT0001150000800069TG	CH Bouçã	Hídrica	46	0,37%	195 381	164 257	56,0	46,0	0,34%	150 383	0,12%	-13 874	-549	-14 423	
PRD0093EE	PT0001150000800062EC	CH Cabril	Hídrica	112	0,90%	399 930	385 690	122,0	112,0	0,82%	366 150	0,28%	-33 780	-1 336	-35 116	
PRD0093EE	PT0002990080073173WF	CH Caldeirão	Hídrica	30	0,24%	107 124	50 396	40,0	30,0	0,22%	98 076	0,08%	-9 048	-358	-9 406	
PRD0093EE	PT0001150000800100RN	CH Caniçada	Hídrica	58	0,47%	207 107	375 234	74,0	64,0	0,47%	209 229	0,16%	2 122	84	2 206	
PRD0093EE	PT0001122000800088MW	CH Carrapatelo	Hídrica	191	1,53%	682 023	905 537	201,0	191,0	1,39%	624 416	0,48%	-57 607	-2 278	-59 885	
PRD0093EE	PT0001122000800066GA	CH Castelo de Bode	Hídrica	162	1,30%	579 184	442 704	172,2	162,2	1,18%	530 264	0,41%	-48 921	-1 935	-50 855	
PRD0093EE	PT0002990079940183QA	CH Crestuma-Lever	Hídrica	98	0,79%	351 010	388 798	108,3	98,3	0,72%	321 362	0,25%	-29 648	-1 173	-30 821	
PRD0231EE	PT0001906000800135GC	CH Daivões	Hídrica	120	0,96%	428 496	190 264	114,0	104,0	0,76%	339 996	0,26%	-88 500	-3 500	-92 000	
PRD0093EE	PT0002990080072647WX	CH Desterro	Hídrica	5	0,04%	16 426	43 160	14,6	4,6	0,03%	15 038	0,01%	-1 387	-55	-1 442	
PRD0214EE	PT0001906000800072WA	CH Foz Tua	Hídrica	290	2,33%	1 035 533	498 213	300,0	290,0	2,12%	948 067	0,73%	-87 466	-3 459	-90 925	
PRD0093EE	PT0001150000800099RB	CH Frades	Hídrica	205	1,64%	730 972	495 004	212,8	202,8	1,48%	662 993	0,51%	-67 980	-2 689	-70 668	
PRD0093EE	PT0001150000800068TA	CH Fratel	Hídrica	140	1,12%	499 912	381 159	150,0	140,0	1,02%	457 687	0,35%	-42 225	-1 670	-43 895	
PRD0231EE	PT0001906000800132GV	CH Gouvães	Hídrica	970	7,79%	3 463 678	1 504 887	980,0	970,0	7,08%	3 171 120	2,45%	-292 559	-11 571	-304 129	
PRD0093EE	PT0001906000100027VD	CCGN Lares	CCGT	1 050	8,44%	3 749 343	1 063 338	1 060,0	1 050,0	7,66%	3 432 656	2,65%	-316 687	-12 525	-329 212	
PRD0214EE	PT0001906000800045TE	CH Miranda I e II	Hídrica	380	3,05%	1 356 905	954 265	410,0	400,0	2,92%	1 307 678	1,01%	-49 227	-1 947	-51 174	
PRD0196EE	PT0002990107739122SS	CH Pedrogão	Hídrica	1	0,01%	2 857	16 399	10,8	0,8	0,01%	2 615	0,00%	-241	-10	-251	
n.d.	n.d.	CCGN Pego	CCGT	996	8,00%	3 556 519	1 869 127	1 006,0	996,0	7,27%	3 256 119	2,52%	-300 400	-11 881	-312 281	
PRD0214EE	PT0001122000800080GV	CH Picote	Hídrica	211	1,69%	752 699	636 187	216,7	206,7	1,51%	675 743	0,52%	-76 956	-3 044	-80 000	
PRD0214EE	PT0001906000100017QE	CH Picote II	Hídrica	268	2,15%	957 716	384 832	273,0	263,0	1,92%	859 798	0,66%	-97 917	-3 873	-101 790	
PRD0093EE	PT0001122000800081GH	CH Pocinho	Hídrica	176	1,41%	628 461	437 738	186,0	176,0	1,28%	575 378	0,44%	-53 083	-2 099	-55 182	
PRD0093EE	PT0002990080085425YT	CH Ponte de Jugais	Hídrica	12	0,10%	42 493	63 063	21,9	11,9	0,09%	38 903	0,03%	-3 589	-142	-3 731	
PRD0093EE	PT0002990079821513PJ	CH Pracana	Hídrica	38	0,30%	135 333	50 839	47,9	37,9	0,28%	123 903	0,10%	-11 431	-452	-11 883	

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros electroprodutores para o gestor global do SEN (REN).

## Quadro 4-5 (cont.) - Ajustamento provisório de 2024, por centro electroprodutor

Código CRIA	CPE	Centro Electroprodutor	Tecnologia	Previsão de 2024 (Diretiva 14/2024)			Estimativa de 2024 a incluir no financiamento de 2025								
				Potência de ligação deduzida de 10 MVA	2.ª repartição Pot.Lig. deduz 10 MVA	Financiamento 2024	1.ª repartição Energia Injetada	Potência de ligação (≥10MVA)	Potência de ligação deduzida de 10 MVA	2.ª repartição Pot.Lig. deduz 10 MVA	Financiamento 2024	% do custo com TS	Ajustamento provisório 2024 (sem juros)	Juros <sub>2024</sub>	Ajustamento provisório 2024 (com juros 2024 <sub>2023</sub> )
				(a)	(b)=(a)*Total Financiamento	EUR	MWh	MVA	MVA	(c)	(d)=(c)*Total Financ PROD	%	EUR	EUR	(e)=(e)+(f)
MVA	%	EUR	MWh	MVA	MVA	%	EUR	%	EUR	EUR	EUR	EUR			
PRD0093EE	PT0002990079986922RY	CH Raiva	Hídrica	16	0,13%	57 133	71 599	26,0	16,0	0,12%	52 307	0,04%	-4 826	-191	-5 017
PRD0093EE	PT0001122000800082GL	CH Régua	Hídrica	164	1,32%	585 612	681 680	174,0	164,0	1,20%	536 148	0,41%	-49 464	-1 956	-51 420
PRD0093EE	PT0001122000100055CC	CCGN Ribatejo	CCGT	1 334	10,72%	4 763 451	799 583	1 344,0	1 334,0	9,74%	4 361 107	3,37%	-402 343	-15 913	-418 256
PRD0197EE	PT0001906000800043TC	CH Ribeiradio/Ermida	Hídrica	73	0,59%	260 669	161 267	83,0	73,0	0,53%	238 651	0,18%	-22 017	-871	-22 888
PRD0093EE	PT000299008161447DP	CH Sabugueiro I	Hídrica	14	0,12%	51 306	52 142	16,0	6,0	0,04%	19 615	0,02%	-31 691	-1 253	-32 944
PRD0093EE	PT0002990084161367MC	CH Sabugueiro II	Hídrica	3	0,02%	10 005	16 961	11,2	1,2	0,01%	3 825	0,00%	-6 180	-244	-6 424
PRD0093EE	PT0001115000800098RX	CH Salamonde	Hídrica	41	0,33%	148 002	20 867	50,0	40,0	0,29%	130 768	0,10%	-17 234	-682	-17 915
PRD0093EE	PT0001906000800050RG	CH Salamonde II	Hídrica	245	1,97%	874 319	505 515	246,3	236,3	1,72%	772 511	0,60%	-101 808	-4 027	-105 835
PRD0093EE	PT0002990118569972CG	CH Santa Luzia	Hídrica	22	0,18%	78 558	65 744	32,0	22,0	0,16%	71 922	0,06%	-6 635	-262	-6 898
PRD0093EE	PT0002990110920869FB	CH Senhora Do Porto	Hídrica	1	0,00%	2 142	16 095	10,6	0,6	0,00%	1 962	0,00%	-181	-7	-188
PRD0093EE	PT0001115000800085TC	CH Tabuaço (Vilar)	Hídrica	70	0,56%	249 956	173 251	80,0	70,0	0,51%	228 844	0,18%	-21 112	-835	-21 947
n.d.	n.d.	CCGN Tapada do Outeiro	CCGT	277	2,23%	990 634	711 318	1 182,0	1 172,0	8,55%	3 831 497	2,96%	2 840 863	112 358	2 953 221
PRD0093EE	PT0001122000800084GK	CH Torrão	Hídrica	150	1,21%	535 620	314 682	160,0	150,0	1,09%	490 379	0,38%	-45 241	-1 789	-47 030
PRD0093EE	PT0002990079964711RJ	CH Touvedo	Hídrica	14	0,11%	49 991	100 683	24,0	14,0	0,10%	45 769	0,04%	-4 222	-167	-4 389
PRD0093EE	PT0001122000800083GC	CH Valeira	Hídrica	230	1,85%	821 285	675 897	240,0	230,0	1,68%	751 915	0,58%	-69 370	-2 744	-72 113
PRD0093EE	PT0002990071420684HA	CH Varosa	Hídrica	20	0,16%	70 702	83 959	29,8	19,8	0,14%	64 730	0,05%	-5 972	-236	-6 208
PRD0093EE	PT0001906000800052RY	CH Venda Nova III (Frades II)	Hídrica	868	6,97%	3 099 785	868 113	870,0	860,0	6,28%	2 811 508	2,17%	-288 276	-11 402	-299 678
PRD0093EE	PT0001115000800095RF	CH Venda Nova	Hídrica	92	0,74%	328 715	285 863	96,0	86,0	0,63%	281 151	0,22%	-47 564	-1 881	-49 445
PRD0093EE	PT0001115000800095RF	CH Vila Nova - Paradela	Hídrica	60	0,48%	214 047	100 217	66,0	56,0	0,41%	183 075	0,14%	-30 972	-1 225	-32 197
PRD0093EE	PT0002990083427985CQ	CH Vila Cova	Hídrica	16	0,13%	57 133	71 028	26,0	16,0	0,12%	52 307	0,04%	-4 826	-191	-5 017
PRD0093EE	PT0001115000800096RP	CH Vilarinho das Furnas	Hídrica	151	1,21%	539 191	247 090	161,0	151,0	1,10%	493 649	0,38%	-45 543	-1 801	-47 344
AGRO077EE	PT00029901293291812COA000	CF Alcanhões	Fotovoltaica	8	0,06%	28 566	35 147	18,0	8,0	0,06%	26 154	0,02%	-2 413	-95	-2 508
AGRO077EE	PT0002990127599998CT0A000	CF Amareleja	Fotovoltaica	4	0,03%	14 283	28 727	14,0	4,0	0,03%	13 077	0,01%	-1 206	-48	-1 254
AGRO077EE	PT0002990129329011FB0A000	CF Bensafrim	Fotovoltaica	29	0,23%	103 553	84 171	38,0	28,0	0,20%	91 537	0,07%	-12 016	-475	-12 491
n.d.	PT0002000129710075WZ	CF Esteveira	Fotovoltaica	10	0,08%	35 708	44 590	20,0	10,0	0,07%	32 692	0,03%	-3 016	-119	-3 135
n.d.	PT0002990126002375HA	CF Évora	Fotovoltaica	15	0,12%	53 562	52 524	25,0	15,0	0,11%	49 038	0,04%	-4 524	-179	-4 703
AGRO142EE	PT0002990114539471HT	CF Ferreira	Fotovoltaica	0	0,00%	1 400	13 228	12,0	2,0	0,01%	6 538	0,01%	5 139	203	5 342
AGRO215EE	PT0002990131309687BL	CF Freixial	Fotovoltaica	5	0,04%	17 140	28 431	30,2	20,2	0,15%	66 038	0,05%	48 898	1 934	50 832
n.d.	PT0002000126521629HN	CF Glória	Fotovoltaica	10	0,08%	35 708	42 352	20,0	10,0	0,07%	32 692	0,03%	-3 016	-119	-3 135
AGRO256EE	PT0002990110079851BB	CF Hércules	Fotovoltaica	1	0,01%	2 857	16 371	10,8	0,8	0,01%	2 615	0,00%	-241	-10	-251
AGRO077EE	PT0002990129328484FJ0A000	CF herdade da Serra	Fotovoltaica	26	0,21%	92 841	76 607	36,0	26,0	0,19%	84 999	0,07%	-7 842	-310	-8 152
n.d.	PT0002000127095953BA	CF Infantado	Fotovoltaica	2	0,02%	7 142	26 330	12,0	2,0	0,01%	6 538	0,01%	-603	-24	-627
n.d.	PT0002990129826543LF	CF Ínsua	Fotovoltaica	34	0,27%	121 407	87 343	45,0	35,0	0,26%	114 422	0,09%	-985	-276	-7 262
AGRO142EE	PT0002990129953495HE	CF Mexeiro	Fotovoltaica	15	0,12%	53 562	40 302	25,0	15,0	0,11%	49 038	0,04%	-4 524	-179	-4 703
AGRO148EE	PT0002990132499587LZ	CF Mina-Tó	Fotovoltaica	8	0,06%	28 566	39 768	18,0	8,0	0,06%	26 154	0,02%	-2 413	-95	-2 508
AGRO148EE	PT0002990131542785AN	CF Mogadouro	Fotovoltaica	27	0,22%	97 469	75 584	42,0	32,0	0,23%	104 614	0,08%	7 146	283	7 428
AGRO148EE	PT0001906000800130GS	CF Morgado de Arge	Fotovoltaica	35	0,28%	124 978	76 584	45,0	35,0	0,26%	114 422	0,09%	-10 556	-418	-10 974

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros electroprodutores para o gestor global do SEN (REN).

Quadro 4-5 (cont.) - Ajustamento provisório de 2024, por centro electroprodutor

Código CRIA	CPE	Centro Electroprodutor	Tecnologia	Previsão de 2024 (Diretiva 14/2024)			Estimativa de 2024 a incluir no financiamento de 2025								
				Potência de ligação deduzida de 10 MVA	2.ª repartição Pot.Lig. deduz 10 MVA	Financiamento 2024	1.ª repartição Energia Injetada	Potência de ligação (≥10MVA)	Potência de ligação deduzida de 10 MVA	2.ª repartição Pot.Lig. deduz 10 MVA	Financiamento 2024	% do custo com TS	Ajustamento provisório 2024 (sem juros)	Juros <sub>2024</sub>	Ajustamento provisório 2024 (com juros 2024 <sub>2023</sub> )
				(a)	(b)=(a)*Total Financiamento	EUR	MWh	MVA	MVA	(c)	(d)=(c)*Total Financ PROD	%	EUR	EUR	(e)=(d)-(b)
MVA	%	EUR	MWh	MVA	MVA	%	EUR	%	EUR	EUR	EUR	EUR			
AGRO077EE	PT0002990129328713VNOA000	CF Moura	Fotovoltaica	32	0,26%	114 266	138 495	42,0	32,0	0,23%	104 614	0,08%	-9 651	-382	-10 033
n.d.	PT0001906000800091WE	CF NISA 1	Fotovoltaica	10	0,08%	35 708	30 387	15,0	5,0	0,04%	16 346	0,01%	-19 362	-766	-20 128
n.d.	PT0001906000800092AT	CF NISA 2	Fotovoltaica	10	0,08%	35 708	30 162	15,0	5,0	0,04%	16 346	0,01%	-19 362	-766	-20 128
n.d.	PT0001906000800093AR	CF NISA 3	Fotovoltaica	20	0,16%	71 416	40 211	20,0	10,0	0,07%	32 692	0,03%	-38 724	-1 532	-40 256
n.d.	n.d.	CF Ourika!	Fotovoltaica	31	0,25%	108 909	69 630	40,5	30,5	0,22%	99 710	0,08%	-9 199	-364	-9 563
n.d.	PT0001906000800087WH	CF Ourique	Fotovoltaica	40	0,32%	141 047	93 954	49,5	39,5	0,29%	129 133	0,10%	-11 913	-471	-12 385
AGRO030EE	PT0002990131362203HA	CF Paderne	Fotovoltaica	4	0,03%	14 283	27 855	14,0	4,0	0,03%	13 077	0,01%	-1 206	-48	-1 254
AGRO148EE	PT0001906000800149MB	CF Pinhal Novo	Fotovoltaica	39	0,31%	138 904	108 422	48,9	38,9	0,28%	127 172	0,10%	-11 733	-464	-12 197
n.d.	PT0002990133584497QZ	CF Sado	Fotovoltaica	3	0,02%	8 927	25 823	12,5	2,5	0,02%	8 173	0,01%	-754	-30	-784
PRDO049EE	PT0002990125963196QQ	CF Tendeiros	Fotovoltaica	10	0,08%	35 708	40 057	20,0	10,0	0,07%	32 692	0,03%	-3 016	-119	-3 135
AGRO077EE	PT0002990132545235AFOA000	CF Triana	Fotovoltaica	8	0,06%	28 566	37 270	18,0	8,0	0,06%	26 154	0,02%	-2 413	-95	-2 508
PRDO050EE	PT0002990126429404TZ	CF Vale de Moura	Fotovoltaica	16	0,13%	56 662	45 003	25,0	15,0	0,11%	49 038	0,04%	-7 624	-302	-7 925
n.d.	n.d.	PE Alto da Folgosa	Eólica	9	0,07%	30 798	66 847	18,6	8,6	0,06%	28 197	0,02%	-2 601	-103	-2 704
n.d.	PT0002990116975733GX	PE Mercoinha	Eólica	5	0,04%	17 866	42 006	15,6	5,6	0,04%	18 255	0,01%	389	15	404
n.d.	n.d.	PE Terras Altas de Fafe	Eólica	11	0,09%	38 188	0	0,0	0,00%	0	0,00%	-38 188	-1 510	-39 698	
PRDO093EE	PT0002990075032725LD	CH Ermal	Hídrica	0	0,00%	0	16 305	10,7	0,7	0,01%	2 413	0,00%	2 413	95	2 508
AGRO117EE	PT0001906000800146MP	CF Albercas	Fotovoltaica	0	0,00%	0	0	0,0	0,0	0,00%	0	0,00%	0	0	0
AGRO117EE	PT0001906000800147MD	CF Pereiro	Fotovoltaica	0	0,00%	0	0	0,0	0,0	0,00%	0	0,00%	0	0	0
AGRO117EE	PT0001906000800145MF	CF S.Marcos	Fotovoltaica	0	0,00%	0	0	0,0	0,0	0,00%	0	0,00%	0	0	0
AGRO117EE	PT0002990131542912DR	CF Valpaços	Fotovoltaica	0	0,00%	0	25 517	30,0	9,1	0,07%	29 655	0,02%	29 655	1 173	30 828
AGRO117EE	PT0001906000800144MY	CF Viçoso	Fotovoltaica	0	0,00%	0	0	0,0	0,0	0,00%	0	0,00%	0	0	0
PRDO301EE	PT0001906000800168YF	CF Cerca - Reequipamento	Fotovoltaica	0	0,00%	0	49 404	28,4	18,4	0,13%	60 153	0,05%	60 153	2 379	62 532
AGRO201EE	PT0002990114637377LH	CF Ferreira Alentejo	Fotovoltaica	0	0,00%	0	18 078	10,4	0,4	0,00%	1 282	0,00%	1 282	51	1 332
PRDO322EE	PT0001906000800081WN	CF Alcouthim	Fotovoltaica	190	1,53%	678 452	347 914	200,0	190,0	1,39%	621 147	0,48%	-57 305	-2 266	-59 572
AGRO077EE	PT0001906000800081WNOA000														
AGRO077EE	PT0001906000800178YV	CF Alforgemel	Fotovoltaica	0	0,00%	0	95 503	54,9	44,9	0,33%	146 787	0,11%	146 787	5 806	152 592
n.d.	PT000299013226 2248GN	CF BARCOS	Fotovoltaica	0	0,00%	0	69 583	40,0	30,0	0,22%	98 076	0,08%	98 076	3 879	101 955
AGRO077EE	PT0001906000800179YH	CF Casal do Paul	Fotovoltaica	0	0,00%	0	95 503	54,9	44,9	0,33%	146 787	0,11%	146 787	5 806	152 592
AGRO077EE	PT0001906000800180YL	CF Encarnado	Fotovoltaica	0	0,00%	0	139 688	80,3	70,3	0,51%	229 824	0,18%	229 824	9 090	238 914
n.d.	PT0002990075973032PF	RSU Valorsul	Resíduos	0	0,00%	0	19 274	63,2	26,7	0,20%	87 433	0,07%	87 433	3 458	90 891
AGRO117EE	PT0001906000100021VA	PE Vale Grande	Eólica	0	0,00%	0	16 094	12,3	1,2	0,01%	3 790	0,00%	3 790	150	3 940
AGRO117EE	PT0002970201514328AA	CF Trindade	Fotovoltaica	0	0,00%	0	19 135	11,0	1,0	0,01%	3 269	0,00%	3 269	129	3 398
n.d.	PT0002990113587162YJ	CF Moura	Fotovoltaica	0	0,00%	0	56 536	32,5	22,5	0,16%	73 557	0,06%	73 557	2 909	76 466
n.d.	PT0002990106606935XA	PE Passarinho	Eólica	0	0,00%	0	0	0,0	0,0	0,00%	0	0,00%	0	0	0
n.d.	PT0002990107858588BL	PE Seixinhos/Marão II	Eólica	0	0,00%	0	0	0,0	0,0	0,00%	0	0,00%	0	0	0
n.d.	PT0002990107794667SS	PE Penedo Ruivo/Marão I	Eólica	0	0,00%	0	0	0,0	0,0	0,00%	0	0,00%	0	0	0
n.d.	PT0002990102311234TN	PE Trandeiras	Eólica	0	0,00%	0	0	0,0	0,0	0,00%	0	0,00%	0	0	0
n.d.	PT0002990079950096XA	RSU LIPOR	Resíduos	0	0,00%	0	5 702	27,0	8,5	0,06%	27 788	0,02%	27 788	1 099	28 887
n.d.	PT0002990106607288WB	PE Serra da Capucha	Eólica	0	0,00%	0	0	0,0	0,0	0,00%	0	0,00%	0	0	0
n.d.	PT0002990106143536XP	PE Outeiro	Eólica	0	0,00%	0	0	0,0	0,0	0,00%	0	0,00%	0	0	0
<b>Total Produtores</b>				<b>12 447</b>	<b>100%</b>	<b>44 446 762</b>	<b>24 693 418</b>	<b>14 779</b>	<b>13 701</b>	<b>100%</b>	<b>44 792 624</b>	<b>34,6%</b>	<b>345 862</b>	<b>13 679</b>	<b>359 541</b>

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros electroprodutores para o gestor global do SEN (REN).

## FINANCIAMENTO RELATIVO ÀS PREVISÕES PARA 2025

Os quadros seguintes apresentam a repartição por centro eletroprodutor do financiamento do custo com a TS referente ao ano de 2025.

Quadro 4-6 – Financiamento da Tarifa Social para 2025, por centro eletroprodutor

Código CRIA	CPE	Centro Eletroprodutor	Tecnologia	Tarifa Social de 2025					
				1.ª repartição	Potência de	Potência de	2.ª repartição	Financiamento	% do custo
				Energia Injetada	ligação	ligação	Pot.Lig. deduz	2025	
MWh	(≥10MVA)	10 MVA	10 MVA	(a)	(b)=(a)*Total Financ PROD	%			
PRD0093EE	PT000112200800065GW	CH Agueira	Hídrica	302 402	300,0	290,0	2,18%	981 710	0,73%
PRD0196EE	PT000114000800036AB	CH Alqueva I	Hídrica	539 832	294,0	284,0	2,14%	961 399	0,71%
PRD0196EE	PT0001906000100051HX	CH Alqueva II	Hídrica	434 272	286,0	276,0	2,08%	934 317	0,69%
PRD0093EE	PT0001140008000101YF	CH Alto Lindoso	Hídrica	824 235	700,0	690,0	5,20%	2 335 793	1,74%
PRD0093EE	PT0001115008000094RY	CH Alto Rabagão	Hídrica	80 640	90,0	80,0	0,60%	270 817	0,20%
PRD0231EE	PT0001906008000137GE	CH CH Alto Tâmega	Hídrica	251 048	180,0	170,0	1,28%	575 485	0,43%
PRD0214EE	PT0002990118206661WR	CH Baixo Sabor (jusante)	Hídrica	68 778	40,0	30,0	0,23%	101 556	0,08%
PRD0214EE	PT0001906008000040TV	CH Baixo Sabor (montante)	Hídrica	267 652	170,0	160,0	1,21%	541 633	0,40%
PRD0093EE	PT0002990080774404SZ	CH Belver	Hídrica	140 856	100,6	90,6	0,68%	306 700	0,23%
PRD0214EE	PT0001122008000087MR	CH Bemposta	Hídrica	391 979	266,7	256,7	1,93%	868 983	0,65%
PRD0214EE	PT0001906000100019VR	CH Bemposta II	Hídrica	478 031	225,0	215,0	1,62%	727 820	0,54%
PRD0093EE	PT0001115008000069TG	CH Bouçã	Hídrica	142 849	56,0	46,0	0,35%	155 720	0,12%
PRD0093EE	PT0001115008000062EC	CH Cabril	Hídrica	275 105	122,0	112,0	0,84%	379 143	0,28%
PRD0093EE	PT0002990080073173WF	CH Caldeirão	Hídrica	35 550	40,0	30,0	0,23%	101 556	0,08%
PRD0093EE	PT0001115008000100RN	CH Caniçada	Hídrica	292 567	74,0	64,0	0,48%	216 653	0,16%
PRD0093EE	PT0001122008000088MW	CH Carrapateiro	Hídrica	704 138	201,0	191,0	1,44%	646 575	0,48%
PRD0093EE	PT0001122008000066GA	CH Castelo de Bode	Hídrica	304 523	172,2	162,2	1,22%	549 081	0,41%
PRD0093EE	PT0002990079940183QA	CH Crestuma-Lever	Hídrica	299 200	108,3	98,3	0,74%	332 766	0,25%
PRD0231EE	PT0001906008000135GC	CH Daivões	Hídrica	171 275	114,0	104,0	0,78%	352 062	0,26%
PRD0093EE	PT000299008007264WX	CH Desterro	Hídrica	33 683	14,6	4,6	0,03%	15 572	0,01%
PRD0214EE	PT0001906008000072WA	CH Foz Tua	Hídrica	331 329	300,0	290,0	2,18%	981 710	0,73%
PRD0093EE	PT0001115008000099RB	CH Frades	Hídrica	302 468	212,8	202,8	1,53%	686 520	0,51%
PRD0093EE	PT0001115008000068TA	CH Fratel	Hídrica	240 334	150,0	140,0	1,05%	473 929	0,35%
PRD0231EE	PT0001906008000132GV	CH Gouvães	Hídrica	1 301 930	980,0	970,0	7,31%	3 283 651	2,44%
PRD0093EE	PT0001906000100027VD	CCGN Lares	CCGT	2 048 518	1 060,0	1 050,0	7,91%	3 554 467	2,64%
PRD0214EE	PT0001906008000045TE	CH Miranda I e II	Hídrica	729 330	410,0	400,0	3,01%	1 354 083	1,01%
PRD0196EE	PT0002990107739122SS	CH Pedrogão	Hídrica	13 895	10,8	0,8	0,01%	2 708	0,00%
n.d.	n.d.	CCGN Pego	CCGT	3 046 327	1 006,0	996,0	7,50%	3 371 666	2,51%
PRD0214EE	PT0001122008000080GV	CH Picote	Hídrica	505 918	216,7	206,7	1,56%	699 722	0,52%
PRD0214EE	PT0001906000100017QE	CH Picote II	Hídrica	349 723	273,0	263,0	1,98%	890 309	0,66%
PRD0093EE	PT0001122008000081GH	CH Pocinho	Hídrica	331 765	186,0	176,0	1,33%	595 796	0,44%
PRD0093EE	PT0002990080008542SYT	CH Ponte de Jugais	Hídrica	47 565	21,9	11,9	0,09%	40 284	0,03%
PRD0093EE	PT0002990079821513PJ	CH Pracana	Hídrica	32 021	47,9	37,9	0,29%	128 299	0,10%
PRD0093EE	PT0002990079986922RY	CH Raiva	Hídrica	48 318	26,0	16,0	0,12%	54 163	0,04%
PRD0093EE	PT0001122008000082LG	CH Régua	Hídrica	511 039	174,0	164,0	1,24%	555 174	0,41%
PRD0093EE	PT0001122000100055CC	CCGN Ribatejo	CCGT	1 945 619	1 344,0	1 334,0	10,05%	4 515 866	3,36%
PRD0197EE	PT0001906008000043TC	CH Ribeiradio/Ermida	Hídrica	116 420	83,0	73,0	0,55%	247 120	0,18%
PRD0093EE	PT0002990084161447DP	CH Sabugueiro I	Hídrica	41 148	16,0	6,0	0,05%	20 311	0,02%
PRD0093EE	PT0002990084161367MC	CH Sabugueiro II	Hídrica	20 935	11,2	1,2	0,01%	3 961	0,00%
PRD0093EE	PT0001115008000098RX	CH Salamonde	Hídrica	15 486	50,0	40,0	0,30%	135 408	0,10%
PRD0093EE	PT0001906008000050RG	CH Salamonde II	Hídrica	387 266	246,3	236,3	1,78%	799 924	0,59%
PRD0093EE	PT0002990118569972CG	CH Santa Luzia	Hídrica	48 479	32,0	22,0	0,17%	74 475	0,06%
PRD0093EE	PT0002990110920869FB	CH Senhora Do Porto	Hídrica	16 327	10,6	0,6	0,00%	2 031	0,00%
PRD0093EE	PT0001115008000085TC	CH Tabuaço (Vilar)	Hídrica	101 020	80,0	70,0	0,53%	236 964	0,18%
n.d.	n.d.	CCGN Tapada do Outeiro	CCGT	0	1 182,0	586,0	4,41%	1 983 731	1,48%
PRD0093EE	PT0001122008000084GK	CH Torrão	Hídrica	232 630	160,0	150,0	1,13%	507 781	0,38%
PRD0093EE	PT0002990079964711RJ	CH Touvedo	Hídrica	70 924	24,0	14,0	0,11%	47 393	0,04%
PRD0093EE	PT0001122008000083GC	CH Valeira	Hídrica	539 314	240,0	230,0	1,73%	778 598	0,58%
PRD0093EE	PT0002990071420684HA	CH Varosa	Hídrica	62 114	29,8	19,8	0,15%	67 027	0,05%
PRD0093EE	PT0001906008000052RY	CH Venda Nova III (Frades II)	Hídrica	815 003	870,0	860,0	6,48%	2 911 278	2,16%
PRD0093EE	PT0001115008000095RF	CH Venda Nova	Hídrica	221 663	96,0	86,0	0,65%	291 128	0,22%
PRD0093EE	PT0001115008000095RF	CH Vila Nova - Paradela	Hídrica	100 217	66,0	56,0	0,42%	189 572	0,14%

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros eletroprodutores para o gestor global do SEN (REN).

## Quadro 4-6 (cont.) - Financiamento da Tarifa Social para 2025, por centro eletroprodutor

Código CRIA	CPE	Centro Eletroprodutor	Tecnologia	Tarifa Social de 2025					
				1.ª repartição	Potência de ligação	Potência de ligação	2.ª repartição	Financiamento	% do custo
				Energia Injetada	(≥10MVA)	deduzida de 10 MVA	Pot.Lig. deduz 10 MVA	2025	com TS
MWh	MVA	MVA	(a)	(b)=(a)*Total Financ PROD	%				
				EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR
PRD0093EE	PT0002990083427985CQ	CH Vila Cova	Hídrica	53 172	26,0	16,0	0,12%	54 163	0,04%
PRD0093EE	PT000111500800096RP	CH Vilarinho das Furnas	Hídrica	175 591	161,0	151,0	1,14%	511 166	0,38%
AGR0077EE	PT0002990129329181ZC0A000	CF Alcanhões	Fotovoltaica	35 874	18,0	8,0	0,06%	27 082	0,02%
AGR0077EE	PT0002990127599998CT0A000	CF Amareleja	Fotovoltaica	29 054	14,0	4,0	0,03%	13 541	0,01%
AGR0077EE	PT0002990129329011FB0A000	CF Bensafrim	Fotovoltaica	86 219	38,0	28,0	0,21%	94 786	0,07%
n.d.	PT0002000129710075WZ	CF Esteveira	Fotovoltaica	45 399	20,0	10,0	0,08%	33 852	0,03%
n.d.	PT0002990126002375HA	CF Évora	Fotovoltaica	47 773	25,0	15,0	0,11%	50 778	0,04%
AGR0142EE	PT0002990114539471HT	CF Ferreira	Fotovoltaica	15 701	12,0	2,0	0,02%	6 770	0,01%
AGR0215EE	PT0002990131309687BL	CF Freixial	Fotovoltaica	32 499	30,2	20,2	0,15%	68 381	0,05%
n.d.	PT0002000126521629HN	CF Glória	Fotovoltaica	41 270	20,0	10,0	0,08%	33 852	0,03%
AGR0256EE	PT0002990110079851BB	CF Hércules	Fotovoltaica	17 744	10,8	0,8	0,01%	2 708	0,00%
AGR0077EE	PT0002990129328484FJOA000	CF Herdade da Serra	Fotovoltaica	77 449	36,0	26,0	0,20%	88 015	0,07%
n.d.	PT0002000127095953BA	CF Infantado	Fotovoltaica	26 439	12,0	2,0	0,02%	6 770	0,01%
n.d.	PT0002990129826543LF	CF Ínsua	Fotovoltaica	89 620	45,0	35,0	0,26%	118 482	0,09%
AGR0142EE	PT0002990129953495HE	CF Mexeiro	Fotovoltaica	46 570	25,0	15,0	0,11%	50 778	0,04%
AGR0148EE	PT0002990132499587LZ	CF Mina-Tó	Fotovoltaica	41 648	18,0	8,0	0,06%	27 082	0,02%
AGR0148EE	PT0002990131542785AN	CF Mogadouro	Fotovoltaica	76 805	42,0	32,0	0,24%	108 327	0,08%
AGR0148EE	PT0001906000800130GS	CF Morgado de Arge	Fotovoltaica	78 951	45,0	35,0	0,26%	118 482	0,09%
AGR0077EE	PT0002990129328713VNOA000	CF Moura	Fotovoltaica	101 969	42,0	32,0	0,24%	108 327	0,08%
n.d.	PT0001906000800091WE	CF NISA 1	Fotovoltaica	31 764	15,0	5,0	0,04%	16 926	0,01%
n.d.	PT0001906000800092AT	CF NISA 2	Fotovoltaica	31 643	15,0	5,0	0,04%	16 926	0,01%
n.d.	PT0001906000800093AR	CF NISA 3	Fotovoltaica	42 136	20,0	10,0	0,08%	33 852	0,03%
n.d.	n.d.	CF Ourika!	Fotovoltaica	71 550	40,5	30,5	0,23%	103 249	0,08%
n.d.	PT0001906000800087WH	CF Ourique	Fotovoltaica	81 265	49,5	39,5	0,30%	133 716	0,10%
AGR0030EE	PT0002990131362203HA	CF Paderne	Fotovoltaica	28 925	14,0	4,0	0,03%	13 541	0,01%
AGR0148EE	PT0001906000800149MB	CF Pinhal Novo	Fotovoltaica	113 194	48,9	38,9	0,29%	131 685	0,10%
n.d.	PT0002990133584497QZ	CF Sado	Fotovoltaica	26 041	12,5	2,5	0,02%	8 463	0,01%
PRD0049EE	PT0002990125963196QQ	CF Tendeiros	Fotovoltaica	40 455	20,0	10,0	0,08%	33 852	0,03%
AGR0077EE	PT0002990132545235AFOA000	CF Triana	Fotovoltaica	31 312	18,0	8,0	0,06%	27 082	0,02%
PRD0050EE	PT0002990126429404TZ	CF Vale de Moura	Fotovoltaica	41 592	25,0	15,0	0,11%	50 778	0,04%
n.d.	n.d.	PE Alto da Folgosa	Eólica	67 544	18,6	8,6	0,06%	29 197	0,02%
n.d.	PT0002990116975733GX	PE Meroicinha	Eólica	38 944	15,6	5,6	0,04%	18 903	0,01%
n.d.	n.d.	PE Terras Altas de Fafe	Eólica	0	0,0	0,0	0,00%	0	0,00%
PRD0093EE	PT0002990075032725LD	CH Ermal	Hídrica	22 353	10,7	0,7	0,01%	2 498	0,00%
AGR0117EE	PT0001906000800146MP	CF Albercas	Fotovoltaica	17 415	25,5	6,5	0,05%	22 138	0,02%
AGR0117EE	PT0001906000800147MD	CF Pereiro	Fotovoltaica	12 280	25,9	6,7	0,05%	22 710	0,02%
AGR0117EE	PT0001906000800145MF	CF S.Marcos	Fotovoltaica	32 804	44,9	14,7	0,11%	49 847	0,04%
AGR0117EE	PT0002990131542912DR	CF Valpaços	Fotovoltaica	52 187	30,0	20,0	0,15%	67 704	0,05%
AGR0117EE	PT0001906000800144MY	CF Viçoso	Fotovoltaica	32 846	43,7	14,2	0,11%	48 133	0,04%
PRD0301EE	PT0001906000800168YF	CF Cerca - Reequipamento	Fotovoltaica	49 404	28,4	18,4	0,14%	62 288	0,05%
AGR0201EE	PT0002990114637377LH	CF Ferreira Alentejo	Fotovoltaica	18 078	10,4	0,4	0,00%	1 327	0,00%
PRD0322EE	PT0001906000800081WN	CF Alcouthim	Fotovoltaica	347 914	200,0	190,0	1,43%	643 189	0,48%
AGR0077EE	PT0001906000800081WNOA000	CF Alcouthim	Fotovoltaica	347 914	200,0	190,0	1,43%	643 189	0,48%
AGR0077EE	PT0001906000800178VV	CF Alfoz	Fotovoltaica	95 503	54,9	44,9	0,34%	151 996	0,11%
n.d.	PT0002990132262248GN	CF BARCOS	Fotovoltaica	69 583	40,0	30,0	0,23%	101 556	0,08%
AGR0077EE	PT0001906000800179YH	CF Casal do Paul	Fotovoltaica	95 503	54,9	44,9	0,34%	151 996	0,11%
AGR0077EE	PT0001906000800180YL	CF Encarnado	Fotovoltaica	139 688	80,3	70,3	0,53%	237 980	0,18%
n.d.	PT0002990075973032PF	RSU Valorsul	Resíduos	38 339	63,2	53,2	0,40%	180 086	0,13%
AGR0117EE	PT0001906000100021VA	PE Vale Grande	Eólica	31 926	12,3	2,3	0,02%	7 786	0,01%
AGR0117EE	PT0002970201514328AA	CF Trindade	Fotovoltaica	19 135	11,0	1,0	0,01%	3 385	0,00%
n.d.	PT0002990113587162JY	CF Moura	Fotovoltaica	56 536	32,5	22,5	0,17%	76 167	0,06%
n.d.	PT0002990106606935XA	PE Passarinho	Eólica	16 879	12,9	1,5	0,01%	4 949	0,00%
n.d.	PT0002990107858588BL	PE Seixinhos/Marão II	Eólica	2 271	10,3	0,0	0,00%	86	0,00%
n.d.	PT0002990107794667SS	PE Penedo Ruivo/Marão I	Eólica	2 925	13,3	0,3	0,00%	940	0,00%
n.d.	PT0002990102311234TN	PE Trandeiras	Eólica	43 228	18,2	7,5	0,06%	25 401	0,02%
n.d.	PT0002990079950096XA	RSU LIPOR	Resíduos	11 405	27,0	17,0	0,13%	57 549	0,04%
n.d.	PT0002990106607288WB	PE Serra da Capucha	Eólica	18 729	10,8	0,5	0,00%	1 704	0,00%
n.d.	PT0002990106143536XP	PE Outeiro	Eólica	49 899	28,6	12,5	0,09%	42 355	0,03%
<b>Total Produtores</b>				<b>23 656 600</b>	<b>15 012,7</b>	<b>13 277,1</b>	<b>100%</b>	<b>44 945 675</b>	<b>33,4%</b>

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros eletroprodutores para o gestor global do SEN (REN).

#### 4.3.2 FINANCIAMENTO PELOS COMERCIALIZADORES E DEMAIS AGENTES DE MERCADO NA FUNÇÃO CONSUMO

No caso dos comercializadores e demais agentes de mercado na função de consumo, o GGS deverá faturar a cada um desses agentes o valor por unidade de energia faturada, apresentado no Quadro 4-1, multiplicado pelas quantidades por comercializador, em cada mês. Este valor unitário incorpora os montantes a financiar em 2025 e os ajustamentos relativos a 2024 e ao período entre 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023, não distinguindo esses montantes.

A opção da faturação de um valor unitário igual para todos os comercializadores/demais agentes de mercado na função de consumo permite, por um lado, minimizar potenciais desvios de quantidades nas carteiras dos comercializadores, adequando a faturação às variações das suas carteiras, e, por outro, que o impacto económico relativo seja igual para todos os comercializadores, incluindo para aqueles que iniciem a sua atividade em 2025, evitando distorções nas condições de concorrência no mercado retalhista. Neste sentido, se um comercializador não contemplado na lista publicada pela ERSE, na respetiva Diretiva, iniciar a sua atividade em 2025, o GGS deverá igualmente faturar-lhe o valor unitário de financiamento da TS.

Sendo este valor unitário a aplicar à energia faturada em 2025 igual para todos os comercializadores, o qual incorpora os montantes de financiamento imputados ao conjunto dos comercializadores relativos aos ajustamentos de 2023 e de 2024 e à previsão de financiamento para 2025, não existe racional para apresentar as parcelas segregadas por ano e por comercializador.

#### 4.3.3 VALORES PREVISTOS DOS MONTANTES DE TARIFA SOCIAL A FINANCIAR POR AGENTE

Os quadros seguintes apresentam as transferências dos centros eletroprodutores e os montantes previstos transferir pelos comercializadores e demais agentes de mercado na função de consumo, por aplicação do valor unitário de financiamento da tarifa social que lhes será faturado pelo GGS, obtidos de acordo com as metodologias descritas anteriormente.

Quadro 4-7 – Transferências dos centros eletroprodutores a realizar em 2025

Código CRIA	CPE	Centro Eletroprodutor	Tecnologia	Previsão	Ajustamento	Ajustamento	Transferências	Transferência
				financiamento TS 2025	provisório 2024	2023 (18 nov a 31 dez)	totais em 2025	mensal em 2025
				(a)	(b)	(c)	(d) = (a) + (b) + (c)	(e) = (d) / 12
				EUR	EUR	EUR	EUR/ano	EUR/mês
PRDO093EE	PT000112200800065GW	CH Agueira	Hídrica	981 710,07	-90 925,31	27 389,94	918 174,70	76 514,56
PRDO196EE	PT000114000800036AB	CH Alqueva I	Hídrica	961 398,83	-1 150 684,72	-92 223,84	-281 509,73	-23 459,14
PRDO196EE	PT0001906000100051HX	CH Alqueva II	Hídrica	934 317,17	937 984,51	140 952,28	2 013 253,96	167 771,16
PRDO093EE	PT000114000800101YF	CH Alto Lindoso	Hídrica	2 335 792,93	-216 339,53	65 169,17	2 184 622,57	182 051,88
PRDO093EE	PT0001115000800094RY	CH Alto Rabagão	Hídrica	270 816,57	-25 082,84	7 555,85	253 289,57	21 107,46
PRDO231EE	PT0001906000800137GE	CH CH Alto Tâmega	Hídrica	575 485,21	407 262,22	0,00	982 747,44	81 895,62
PRDO214EE	PT0002990118206661WR	CH Baixo Sabor (jusante)	Hídrica	101 556,21	-9 406,07	2 833,44	94 983,59	7 915,30
PRDO214EE	PT0001906000800040TV	CH Baixo Sabor (montante)	Hídrica	541 633,14	-50 165,69	15 111,69	506 579,15	42 214,93
PRDO093EE	PT0002990080774404SZ	CH Belver	Hídrica	306 699,77	-28 406,32	8 557,00	286 850,44	23 904,20
PRDO214EE	PT000112200800087MR	CH Bemposta	Hídrica	868 982,67	-805 444,06	-57 048,53	6 490,08	540,84
PRDO214EE	PT0001906000100019VR	CH Bemposta II	Hídrica	727 819,53	730 676,34	109 799,78	1 568 295,66	130 691,30
PRDO093EE	PT0001115000800069TG	CH Bouçã	Hídrica	155 719,53	-14 422,64	4 344,61	145 641,50	12 136,79
PRDO093EE	PT0001115000800062EC	CH Cabril	Hídrica	379 143,20	-35 115,98	10 578,18	354 605,40	29 550,45
PRDO093EE	PT000299008073173WF	CH Caldeirão	Hídrica	101 556,21	-9 406,07	2 833,44	94 983,59	7 915,30
PRDO093EE	PT0001115000800100RN	CH Caniçada	Hídrica	216 653,26	2 205,91	8 542,17	227 401,33	18 950,11
PRDO093EE	PT000112200800088MW	CH Carrapateiro	Hídrica	646 574,56	-59 885,29	18 039,58	604 728,86	50 394,07
PRDO093EE	PT000112200800066GA	CH Castelo de Bode	Hídrica	549 080,60	-50 855,47	15 319,48	513 544,61	42 795,38
PRDO093EE	PT0002990079940183QA	CH Crestuma-Lever	Hídrica	332 765,86	-30 820,54	9 284,25	311 229,56	25 935,80
PRDO231EE	PT0001906000800135GC	CH Daivões	Hídrica	352 061,54	-92 000,18	3 162,62	263 223,99	21 935,33
PRDO093EE	PT000299008007264WX	CH Desterro	Hídrica	15 571,95	-1 442,26	434,46	14 564,15	1 213,68
PRDO214EE	PT0001906000800072WA	CH Foz Tua	Hídrica	981 710,07	-90 925,31	27 389,94	918 174,70	76 514,56
PRDO093EE	PT0001115000800099RB	CH Frades	Hídrica	686 520,01	-3 293 051,24	-342 982,20	-2 949 513,43	-245 792,79
PRDO093EE	PT0001115000800068TA	CH Fratel	Hídrica	473 929,00	-43 894,98	13 222,73	443 256,75	36 938,06
PRDO231EE	PT0001906000800132GV	CH Gouvães	Hídrica	3 283 650,92	-304 129,48	91 614,63	3 071 136,07	255 928,01
PRDO093EE	PT0001906000100027VD	CCGN Lares	CCGT	3 554 467,50	-329 212,32	99 170,47	3 324 425,65	277 035,47
PRDO214EE	PT0001906000800045TE	CH Miranda I e II	Hídrica	1 354 082,86	-51 173,62	46 104,20	1 349 013,44	112 417,79
PRDO196EE	PT00029901077391225S	CH Pedrogão	Hídrica	2 708,17	-250,83	75,56	2 532,90	211,07
n.d.	n.d.	CCGN Pego	CCGT	3 371 666,31	-312 281,40	94 070,28	3 153 455,18	262 787,93
PRDO214EE	PT000112200800080GV	CH Picote	Hídrica	699 722,32	-1 075 593,61	-93 822,07	-469 693,37	-39 141,11
PRDO214EE	PT0001906000100017QE	CH Picote II	Hídrica	890 309,48	893 804,08	134 313,22	1 918 426,78	159 868,90
PRDO093EE	PT000112200800081GH	CH Pocinho	Hídrica	595 796,46	-55 182,26	16 622,86	557 237,06	46 436,42
PRDO093EE	PT0002990080805425YT	CH Ponte de Jugais	Hídrica	40 283,96	-3 731,07	1 123,93	37 676,82	3 139,74
PRDO093EE	PT0002990079821513PJ	CH Pracana	Hídrica	128 299,35	-11 883,00	3 579,58	119 995,94	9 999,66
PRDO093EE	PT0002990079986922RY	CH Raiva	Hídrica	54 163,31	-5 016,57	1 511,17	50 657,91	4 221,49
PRDO093EE	PT000112200800082GL	CH Régua	Hídrica	555 173,97	-51 419,83	15 489,48	519 243,62	43 270,30
PRDO093EE	PT0001122000100055CC	CCGN Ribatejo	CCGT	4 515 866,32	-418 256,42	125 993,73	4 223 603,63	351 966,97
PRDO197EE	PT0001906000800043TC	CH Ribeiradio/Ermida	Hídrica	247 120,12	-22 888,09	6 894,71	231 126,74	19 260,56
PRDO093EE	PT0002990084161447DP	CH Sabugueiro I	Hídrica	20 311,24	-43 344,59	-4 082,81	-27 116,16	-2 259,68
PRDO093EE	PT0002990084161367MC	CH Sabugueiro II	Hídrica	3 960,69	3 976,24	597,52	8 534,45	711,20
PRDO093EE	PT0001115000800098RX	CH Salamonde	Hídrica	135 408,29	-926 814,45	-98 744,10	-890 150,27	-74 179,19
PRDO093EE	PT0001906000800050RG	CH Salamonde II	Hídrica	799 924,45	803 064,28	120 677,62	1 723 666,34	143 638,86
PRDO093EE	PT0002990118569972CG	CH Santa Luzia	Hídrica	74 474,56	-6 897,78	2 077,86	69 654,63	5 804,55
PRDO093EE	PT0002990110920869FB	CH Senhora Do Porto	Hídrica	2 031,12	-188,12	56,67	1 899,67	158,31
PRDO093EE	PT0001115000800085TC	CH Tabuaço (Vilar)	Hídrica	236 964,50	-21 947,49	6 611,36	221 628,38	18 469,03
n.d.	n.d.	CCGN Tapada do Outeiro	CCGT	1 983 731,38	2 953 221,15	110 693,14	5 047 645,67	420 637,14
PRDO093EE	PT000112200800084GK	CH Torrão	Hídrica	507 781,07	-47 030,33	14 167,21	474 917,95	39 576,50
PRDO093EE	PT0002990079964711RJ	CH Touvedo	Hídrica	47 392,90	-4 389,50	1 322,27	44 325,68	3 693,81
PRDO093EE	PT000112200800083GC	CH Valeira	Hídrica	778 597,64	-72 113,18	21 723,06	728 207,52	60 683,96
PRDO093EE	PT0002990071420684HA	CH Varosa	Hídrica	67 027,10	-6 208,00	1 870,07	62 689,17	5 224,10
PRDO093EE	PT0001906000800052RY	CH Venda Nova III (Frades I)	Hídrica	2 911 278,14	2 358 476,78	375 929,34	5 645 684,26	470 473,69
PRDO093EE	PT0001115000800095RF	CH Venda Nova	Hídrica	291 127,81	292 270,54	43 919,91	627 318,26	52 276,52
PRDO093EE	PT0001115000800095RF	CH Vila Nova - Paradelas	Hídrica	189 571,60	190 315,70	28 599,01	408 486,31	34 040,53

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros eletroprodutores para a REN.

## Quadro 4-7 (cont.) - Transferências dos centros eletroprodutores a realizar em 2025

Código CRIA	CPE	Centro Eletroprodutor	Tecnologia	Previsão	Ajustamento	Ajustamento	Transferências	Transferência
				financiamento TS	provisório	2023	totais em 2025	mensal em 2025
				2025	2024	(18 nov a 31 dez)		
				(a)	(b)	(c)	(d) = (a) + (b) + (c)	(e) = (d) / 12
				EUR	EUR	EUR	EUR/ano	EUR/mês
PRD0093EE	PT0002990083427985CQ	CH Vila Cova	Hídrica	54 163,31	-5 016,57	1 511,17	50 657,91	4 221,49
PRD0093EE	PT000115000800096RP	CH Vilarinho das Furnas	Hídrica	511 166,28	-47 343,87	14 261,66	478 084,07	39 840,34
AGR0077EE	PT0002990129329181ZCOA000	CF Alcanhões	Fotovoltaica	27 081,66	-2 508,28	755,58	25 328,96	2 110,75
AGR0077EE	PT000299012759998CT0A000	CF Amareleja	Fotovoltaica	13 540,83	-1 254,14	377,79	12 664,48	1 055,37
AGR0077EE	PT0002990129329011FB0A000	CF Bensafirim	Fotovoltaica	94 785,80	-12 491,03	2 228,30	84 523,07	7 043,59
n.d.	PT0002000129710075WZ	CF Esteveira	Fotovoltaica	33 852,07	-3 135,36	944,48	31 661,20	2 638,43
n.d.	PT0002990126002375HA	CF Évora	Fotovoltaica	50 778,11	-4 703,03	1 416,72	47 491,79	3 957,65
AGR0142EE	PT0002990114539471HT	CF Ferreira	Fotovoltaica	6 770,41	5 341,87	858,22	12 970,51	1 080,88
AGR0215EE	PT0002990131309687BL	CF Freixial	Fotovoltaica	68 381,18	50 831,85	8 318,08	127 531,11	10 627,59
n.d.	PT0002000126521629HN	CF Glória	Fotovoltaica	33 852,07	-3 135,36	944,48	31 661,20	2 638,43
AGR0256EE	PT0002990110079851BB	CF Hércules	Fotovoltaica	2 708,17	-250,83	75,56	2 532,90	211,07
AGR0077EE	PT0002990129328484FJ0A000	CF Herdade da Serra	Fotovoltaica	88 015,39	-8 151,92	2 455,65	82 319,11	6 859,93
n.d.	PT0002000127095953BA	CF Infantado	Fotovoltaica	6 770,41	-627,07	188,90	6 332,24	527,69
n.d.	PT0002990129826543LF	CF Ínsua	Fotovoltaica	118 482,25	-7 261,71	3 721,93	114 942,47	9 578,54
AGR0142EE	PT0002990129953495HE	CF Mexeiro	Fotovoltaica	50 778,11	-4 703,03	1 416,72	47 491,79	3 957,65
AGR0148EE	PT0002990132499587LZ	CF Mina-Tó	Fotovoltaica	27 081,66	-2 508,28	755,58	25 328,96	2 110,75
AGR0148EE	PT0002990131542785AN	CF Mogadouro	Fotovoltaica	108 326,63	7 428,25	4 980,37	120 735,25	10 061,27
AGR0148EE	PT0001906000800130GS	CF Morgado de Arge	Fotovoltaica	118 482,25	-10 973,74	3 305,68	110 814,19	9 234,52
AGR0077EE	PT0002990129328713VNOA000	CF Moura	Fotovoltaica	108 326,63	-10 033,14	3 022,34	101 315,83	8 442,99
n.d.	PT0001906000800091WE	CF NISA 1	Fotovoltaica	16 926,04	-131 488,73	-14 096,46	-128 659,16	-10 721,60
n.d.	PT0001906000800092AT	CF NISA 2	Fotovoltaica	16 926,04	16 992,47	2 553,48	36 471,99	3 039,33
n.d.	PT0001906000800093AR	CF NISA 3	Fotovoltaica	33 852,07	33 984,95	5 106,97	72 943,98	6 078,67
n.d.	n.d.	CF Ourika I	Fotovoltaica	103 248,82	-9 562,83	2 880,67	96 566,65	8 047,22
n.d.	PT0001906000800087WH	CF Ourique	Fotovoltaica	133 715,68	-12 384,65	3 730,70	125 061,73	10 421,81
AGR0030EE	PT0002990131362203HA	CF Paderne	Fotovoltaica	13 540,83	-1 254,14	377,79	12 664,48	1 055,37
AGR0148EE	PT0001906000800149MB	CF Pinhal Novo	Fotovoltaica	131 684,56	-12 196,53	3 674,03	123 162,05	10 263,50
n.d.	PT0002990133584497QZ	CF Sado	Fotovoltaica	8 463,02	-783,84	236,12	7 915,30	659,61
PRD0049EE	PT0002990125963196CQ	CF Tendeiros	Fotovoltaica	33 852,07	-3 135,36	944,48	31 661,20	2 638,43
AGR0077EE	PT0002990132545235AF0A000	CF Triana	Fotovoltaica	27 081,66	-2 508,28	755,58	25 328,96	2 110,75
PRD0050EE	PT0002990126429404TZ	CF Vale de Moura	Fotovoltaica	50 778,11	-7 925,28	1 055,39	43 908,22	3 659,02
n.d.	n.d.	PE Alto da Folgosa	Eólica	29 197,41	-2 704,24	814,61	27 307,78	2 275,65
n.d.	PT0002990116975733GX	PE Meroicinha	Eólica	18 903,00	404,15	769,04	20 076,19	1 673,02
n.d.	n.d.	PE Terras Altas de Fafe	Eólica	0,00	-39 698,10	-4 451,55	-44 149,65	-3 679,14
PRD0093EE	PT0002990075032725LD	CH Ermal	Hídrica	2 498,28	2 508,09	376,89	5 383,27	448,61
AGR0117EE	PT0001906000800146MP	CF Albercas	Fotovoltaica	22 138,33	0,00	0,00	22 138,33	1 844,86
AGR0117EE	PT0001906000800147MD	CF Pereiro	Fotovoltaica	22 709,64	0,00	0,00	22 709,64	1 892,47
AGR0117EE	PT0001906000800145MF	CF S. Marcos	Fotovoltaica	49 846,94	0,00	0,00	49 846,94	4 153,91
AGR0117EE	PT0002990131542912DR	CF Valpaços	Fotovoltaica	67 704,14	30 827,87	0,00	98 532,02	8 211,00
AGR0117EE	PT0001906000800144MY	CF Viçoso	Fotovoltaica	48 133,01	0,00	0,00	48 133,01	4 011,08
PRD0301EE	PT0001906000800168YF	CF Cerca - Reequipamento	Fotovoltaica	62 287,81	62 532,30	9 396,82	134 216,93	11 184,74
AGR0201EE	PT0002990114637377LH	CF Ferreira Alentejo	Fotovoltaica	1 327,00	1 332,21	200,19	2 859,40	238,28
PRD0322EE	PT0001906000800081WN	CF Alcoutim	Fotovoltaica	643 189,36	-59 571,75	17 945,13	601 562,74	50 130,23
AGR0077EE	PT0001906000800081WN0A000	CF Alforgemel	Fotovoltaica	151 995,80	152 592,41	22 930,28	327 518,49	27 293,21
n.d.	PT000299013226 2248GN	CF BARCOS	Fotovoltaica	101 556,21	101 954,84	15 320,90	218 831,95	18 236,00
AGR0077EE	PT0001906000800179YH	CF Casal do Paul	Fotovoltaica	151 995,80	152 592,41	22 930,28	327 518,49	27 293,21
AGR0077EE	PT0001906000800180YL	CF Encarnado	Fotovoltaica	237 980,06	238 914,17	35 901,97	512 796,21	42 733,02
n.d.	PT0002990075973032PF	RSU Valorsul	Resíduos	180 086,25	90 890,53	0,00	270 976,78	22 581,40
AGR0117EE	PT0001906000100021VA	PE Vale Grande	Eólica	7 785,98	3 940,39	0,00	11 726,37	977,20
AGR0117EE	PT0002970201514328AA	CF Trindade	Fotovoltaica	3 385,21	3 398,49	324,99	7 108,69	592,39
n.d.	PT0002990113587162JY	CF Moura	Fotovoltaica	76 167,16	76 466,13	975,92	153 609,21	12 800,77
n.d.	PT0002990106606935XA	PE Passarinho	Eólica	4 948,89	0,00	0,00	4 948,89	412,41
n.d.	PT0002990107858588BL	PE Seixinhos/Marão II	Eólica	86,25	0,00	0,00	86,25	7,19
n.d.	PT0002990107946675S	PE Penedo Ruivo/Marão I	Eólica	940,16	0,00	0,00	940,16	78,35
n.d.	PT0002990102311234TN	PE Trandeiros	Eólica	25 401,11	0,00	0,00	25 401,11	2 116,76
n.d.	PT0002990079950096XA	RSU LIPOR	Resíduos	57 548,52	28 887,20	0,00	86 435,73	7 202,98
n.d.	PT0002990106607288WB	PE Serra da Capucha	Eólica	1 704,20	0,00	0,00	1 704,20	142,02
n.d.	PT0002990106143536XP	PE Outeiro	Eólica	42 354,97	0,00	0,00	42 354,97	3 529,58
<b>Total Produtores</b>				<b>44 945 675,04</b>	<b>359 540,79</b>	<b>1 348 619,37</b>	<b>46 653 835,20</b>	<b>3 887 819,60</b>

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros eletroprodutores ou comercializadores para a REN.

**Quadro 4-8 – Transferências dos comercializadores (e demais agentes de mercado na função de consumo) previstas realizar em 2025**

Código CRIA	Comercializador	Previsão de energia 2025	Preço de financiamento em 2025	Transferência prevista 2025
		(a)	(b)	(c) = (a)*(b)
		MWh	EUR/MWh	EUR
COM0030EE	AXPO Iberia, S.L.	379 292	1,7510	664 144
COM0016EE	Acciona Green Energy Development S.L. Sucursal em Portugal	1 234 374	1,7510	2 161 401
COM0208EE	Agoraluz Energia, Lda.	3	1,7510	6
COM0022EE	Alfa Energia, Lda.	237 493	1,7510	415 853
COM0027EE	Audax Renovables, S.A.	526 926	1,7510	922 653
COM0028EE	Audax Renovables, S.A. - Sucursal em Portugal	292 772	1,7510	512 646
COM0029EE	Axpo Energia Portugal, Unipessoal, Lda.	1 293 777	1,7510	2 265 415
COM0201EE	Capwatt Retail Electricidade PT, S.A.	52 718	1,7510	92 310
COM0178EE	Cepsa Gas y Electricidad, S.A.- Sucursal em Portugal	23 760	1,7510	41 604
COM0094EE	EDP Comercial - Comercialização de Energia, S.A.	16 118 981	1,7510	28 224 484
COM0021EE	ENI Plenitude Iberia, S.L.U.-Sucursal em Portugal	237 074	1,7510	415 118
COM0099EE	Elergone Energia, Lda.	786 766	1,7510	1 377 635
COM0104EE	Endesa Energia, S.A. - Sucursal de Portugal	7 734 115	1,7510	13 542 506
COM0106EE	Enforcesco, S.A.	330 671	1,7510	579 007
COM0110EE	Ezurimbol - Comércio de Electricidade, Lda.	84 182	1,7510	147 404
COM0112EE	Fortia Energia S.L.	1 296 423	1,7510	2 270 049
COM0114EE	G9Telecom, S.A.	3 788	1,7510	6 633
COM0121EE	Gold Energy - Comercializadora de Energia, S.A.	1 271 758	1,7510	2 226 859
COM0119EE	Gas Natural Comercializadora, S.A. - Sucursal em Portugal	91 154	1,7510	159 611
COM0251EE	Ibelectra Mercados, Lda.	53 750	1,7510	94 117
COM0125EE	Iberdrola Clientes Portugal, Unipessoal, Lda.	7 943 454	1,7510	13 909 061
COM0130EE	JAF PLUS, Lda.	55 919	1,7510	97 915
COM0142EE	LUZBOA - Comercialização de Energia, Lda.	399 648	1,7510	699 787
COM0136EE	Logica Energy, Lda.	20 265	1,7510	35 485
COM0137EE	LusiadaEnergia, S.A.	97 281	1,7510	170 339
COM0159EE	MEO Energia - Comercialização de Energia, S.A.	453 225	1,7510	793 602
COM0148EE	Muon Electric, Lda.	4 521	1,7510	7 915
COM0149EE	NATURGY IBERIA, S.A.	188	1,7510	329
COM0216EE	Nossa Energia, Comércio de Energia LDA	3 201	1,7510	5 606
COM0264EE	Oeneo Energy, Unipessoal Lda	7 559	1,7510	13 237
COM0151EE	On Demand Facilities, S.L.U.	47	1,7510	83
COM0117EE	Petrogal, S.A.	2 728 540	1,7510	4 777 698
COM0205EE	Petrotermica Energia, SA.	5 117	1,7510	8 960
COM0206EE	PlenoEnergia, Lda.	0	1,7510	0
COM0211EE	Portulogos Power, Lda.	301 287	1,7510	527 557
COM0267EE	Power Plus II - Comercialização de Energia,Ldª	50	1,7510	88
COM0158EE	Propensalternativa, Unipessoal, Lda.	44 777	1,7510	78 404
COM0165EE	Repsol Portuguesa, Lda.	467 228	1,7510	818 121
CUR0098EE	SU Electricidade, S.A.	2 457 272	1,7510	4 302 706
COM0176EE	Usenergy, Lda.	87 885	1,7510	153 888
	<b>Total Comercializadores</b>	<b>47 127 242</b>	<b>1,7510</b>	<b>82 520 234</b>

Nota: O sinal positivo indica um montante previsto a transferir dos comercializadores/demais agentes de mercado na função de consumo para a REN

## 5 INFORMAÇÃO NECESSÁRIA PARA A OPERACIONALIZAÇÃO DA REPARTIÇÃO DA TARIFA SOCIAL

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro, prevê o dever de reporte pelos agentes financiadores e operadores de rede ao gestor global do SEN (GGS), que por sua vez envia os dados consolidados à ERSE [art.º 199.º-C], até ao dia 30 de abril do ano seguinte a que respeitam. Esta informação é crucial para a concretização dos deveres atribuídos à ERSE, sendo igualmente necessário prever-se o reporte de informação de acompanhamento do processo de faturação e liquidação dos valores às entidades financiadoras dos custos da TS. Neste âmbito e face às competências legais atribuídas à ERSE para garantir a operacionalização do financiamento da TS [art. 199.º, n.º 7], foi publicada a Diretiva n.º 13/2024, de 8 de maio, que definiu as regras de reporte de informação, faturação e cobrança e apuramento de valores.

A operacionalização do financiamento da TS subentende a recolha de informação de natureza física e monetária, que permita tanto a concretização de estimativas, como o apuramento definitivo com base em valores reais. Para dar cumprimento ao apuramento definitivo dos valores reais, a informação deverá ser certificada e corroborar a informação reportada, quer dos agentes financiadores ao GGS, quer do GGS à ERSE.

Salienta-se, em particular, as obrigações de reporte de informação impostas pela Diretiva n.º 13/2024 aos centros eletroprodutores, que dada a diversidade e diferentes dimensões dos produtores, torna mais complexa a sua recolha e tratamento pelo GGS. Contudo, o estrito cumprimento desta obrigação de reporte é fundamental para uma correta repartição do financiamento dos custos da TS entre os agentes financiadores.

A falta do reporte de informação, a sua incompletude ou falta de qualidade, nomeadamente a prevista para os centros eletroprodutores, é causa de distorções na repartição do financiamento dos custos com TS. Estas distorções implicam impactes económicos em todos os agentes, dada a natureza redistributiva do modelo de financiamento existente, com efeitos cumulativos associados ao processo de ajustamento a repercutir nos anos seguintes.

No caso da informação reportada pelos centros electroprodutores ao GGS, a mesma deve ser acompanhada por uma certificação/declaração emitida por um Revisor Oficial de Contas (ROC)<sup>34</sup>, que

---

<sup>34</sup> No caso dos produtores que não estejam obrigados a possuir um ROC para efetuar a certificação legal de contas nos termos do Artigo 262.º do Código das Sociedades Comerciais, esta declaração poderá ser emitida por um contabilista certificado.

ateste as informações necessárias para aferir o cumprimento dos critérios de isenção do financiamento, designadamente a potência de ligação e as características do respetivo regime remuneratório. A este título, refira-se que o GGS recebeu certificações de 163 titulares, correspondentes a 304 centros electroprodutores, dum universo total de 1 645 listados no reporte de informação correspondentes ao Anexo I.2 da Diretiva n.º 13/2024, evidenciando-se assim a falta de cumprimento das obrigações de reporte definidas para este conjunto de agentes financiadores. Refira-se que o incumprimento do dever de reporte ao gestor global do SEN ou à ERSE no âmbito do Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro constitui uma contraordenação punível nos termos da alínea j) do n.º 3 do artigo 28.º da Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro [art.º 199.º-C].

Adicionalmente, a Diretiva n.º 13/2024 prevê o envio de um relatório anual pela GGS à ERSE, de acordo com a legislação em vigor<sup>35</sup>. Neste contexto, o GGS envia os dados anuais consolidados à ERSE, com detalhe mensal, até 30 de abril do ano seguinte (t-1) a que respeitam. Neste reporte, o GGS deverá enviar, em formatos pré-definidos, a informação real consolidada e relativa aos centros eletroprodutores, comercializadores e demais agentes de mercado na função de consumo. No que respeita à informação real deverá igualmente garantir a sua certificação através de um relatório de garantia limitada de fiabilidade, emitido por um auditor, elaborado de acordo com a Norma Internacional de Trabalhos de Garantia de Fiabilidade que não sejam auditorias ou revisões de informação histórica – ISAE 3000 e as demais normas e orientações técnicas e éticas da Ordem dos Revisores Oficiais de Contas (artigo 199.º-D, n.º 2). Dados os prazos envolvidos, na presente consulta pública ainda não foram usados dados certificados provenientes do GGS, o que se espera poder vir a acontecer no exercício homólogo a realizar para a repartição do financiamento do ano 2026.

Por fim, a ERSE não pode deixar de referir que a falta de informação e de qualidade da mesma, à data de lançamento da presente consulta pública, é o motivo pelo qual não podem ser calculados em definitivo os ajustamentos ao financiamento da TS para o período compreendido entre 18 de novembro e 31 de dezembro de 2023.

---

<sup>35</sup> De acordo com o artigo 199.º-C 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.

## 6 ANEXOS

- I. Projeto de Diretiva sobre o ajustamento do financiamento dos custos com a tarifa social, respeitantes ao período de 1 de janeiro a 17 de novembro de 2023, apurados ao abrigo do quadro legal anterior à publicação do Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro (na redação da Declaração de Retificação n.º 33/2023, de 22 de dezembro).
- II. Projeto de Diretiva de repartição do financiamento dos custos com a tarifa social, respeitantes ao ano de 2025 e ajustamentos provisórios do ano 2024 e do período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023, apurados ao abrigo do quadro legal em vigor.

Encontram-se em ficheiro autónomos.



---

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](mailto:erse@erse.pt)

[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

---

