

PARECER

**PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO ARTIGO 2.º DA PORTARIA N.º 300/2023, DE 4
DE OUTUBRO**

Dezembro 2023

Consulta: Gabinete da Secretária de Estado da Energia e Clima, 20/12/2023

Base legal: Competências consultivas dos artigos 15.º a 18.º dos Estatutos da ERSE.

Divulgação: Pode ser disponibilizado publicamente, após tomada de decisão ou um ano após a elaboração, sem prejuízo do acesso ou divulgação anterior nos termos legais. A disponibilização não abarca informação que, por natureza, seja comercialmente sensível ou configure segredo legalmente protegido ou dados pessoais.

Nota de atualização de 12/02/2026:

Os pareceres emitidos pela ERSE no âmbito de um processo de decisão de terceiros recaem sobre as propostas ou projetos que lhe foram remetidos. Os textos finais aprovados e publicados, em *Diário da República* ou outro *site*, podem registar alterações integrando, ou não, no todo ou parte, aspetos que tenham sido destacados pela ERSE no parecer.

ÍNDICE

1	ENQUADRAMENTO	1
2	APRECIÇÃO	1
3	CONCLUSÕES	6

Correspondendo a solicitação externa do Gabinete da Secretária de Estado da Energia e Clima, rececionada a 20 de novembro de 2023 (R-Tecnicos/2023/5398), a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) emite o seguinte parecer.

1 ENQUADRAMENTO

A Portaria n.º 300/2023, de 4 de outubro, procede à definição da metodologia de cálculo da taxa de remuneração a aplicar à transferência intertemporal de proveitos permitidos referentes aos custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral (CIEG).

No cálculo da anuidade do diferimento intertemporal nos proveitos permitidos referentes aos CIEG, a ERSE aplica a taxa de remuneração que resulta da fórmula definida pela Portaria acima referida, incluindo o parâmetro «K_i», definido em 0,40%, pelo Despacho n.º 12032/2023, de 27 de novembro, da Secretária de Estado da Energia e Clima. Aplicando a referida fórmula, a taxa definitiva para 2024 fixou-se em 4,4321207%.

Neste contexto, o Gabinete da Secretária de Estado da Energia e Clima (GSEEC) solicitou parecer à ERSE relativamente à proposta de alteração do artigo 2.º da referida Portaria, no seguimento da interação que este Gabinete teve com a EDP sobre a taxa de remuneração a aplicar à transferência intertemporal de proveitos permitidos referentes aos CIEG. A alteração agora proposta é considerada, pelo GSEEC, necessária de forma a evitar a “subsidiarização cruzada”.

Esta proposta de alteração tem por objetivo a definição de uma taxa de remuneração distinta consoante a empresa à qual é aplicado o diferimento intertemporal de CIEG. Para esse efeito, altera o cálculo da média das cotações das obrigações em mercado secundário, que passa a ter em conta apenas as obrigações da própria empresa no cálculo de cada taxa a aplicar, diferente para cada empresa em particular, em vez de uma taxa global de referência a aplicar a todas as empresas sujeitas ao mecanismo de diferimento.

2 APRECIÇÃO

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, abriu a possibilidade da transferência intertemporal poder ser aplicada a todos os CIEG, designadamente àqueles que são recuperados ao nível da atividade de gestão global do sistema (GGS), e não apenas ao diferencial de custo da produção com remuneração garantida.

Desta forma, existem, atualmente, dois grupos empresariais que podem estar sujeitos à aplicação da taxa resultante da Portaria n.º 300/2023, de 4 de outubro: o Grupo EDP e o Grupo REN. Adicionalmente, o artigo 208.º do referido decreto-lei possibilita que a repercussão nos proveitos a recuperar pelas empresas reguladas possa ocorrer num período máximo de cinco anos. Assim, no âmbito deste Decreto-Lei, existe a possibilidade de o diferimento dos CIEG afetar diferentes empresas, incluindo empresas que não têm qualquer dívida por emissão de obrigações, ou, tendo obrigações em transação em mercado secundário, poderão não ter qualquer obrigação em negociação no intervalo temporal definido pela metodologia de cálculo da taxa. A Figura 1 apresenta a lista de obrigações do Grupo EDP e REN, de taxa fixa, em euros atualmente no mercado.

Figura 1 – Portfolio de obrigações do Grupo EDO e do Grupo REN, de taxa fixa, em euros

Portfolio obrigações EDP de taxa fixa, em euros:		Portfolio obrigações REN de taxa fixa, em euros:	
Obrigação	Data maturidade	Obrigação	Data maturidade
EDPPL 2 % 11/27/23 [EUR; FIXED]	27/11/2023	RENEPL 2 % 02/12/25 [EUR; FIXED]	12/02/2025
EDPPL 1 % 02/12/24 [EUR; FIXED]	12/02/2024	RENEPL 1 % 01/18/28 [EUR; FIXED]	18/01/2028
EDPPL 2 04/22/25 [EUR; FIXED]	22/04/2025	RENEPL 0 % 04/16/29 [EUR; FIXED]	16/04/2029
EDPPL 1 % 10/13/25 [EUR; FIXED]	13/10/2025		
EDPPL 1 % 01/26/26 [EUR; FIXED]	26/01/2026		
EDPPL 2 % 06/01/26 [EUR; FIXED]	01/06/2026		
EDPPL 0 % 09/16/26 [EUR; FIXED]	16/09/2026		
EDPPL 1 % 04/15/27 [EUR; FIXED]	15/04/2027		
EDPPL 1 % 11/22/27 [EUR; FIXED]	22/11/2027		
EDPPL 3 % 06/26/28 [EUR; FIXED]	26/06/2028		
EDPPL 4 % 04/04/29 [EUR; FIXED]	04/04/2029		
EDPPL 1 % 09/21/29 [EUR; FIXED]	21/09/2029		
EDPPL 3 % 03/11/30 [EUR; FIXED]	11/03/2030		
EDPPL 4 % 04/04/32 [EUR; FIXED]	04/04/2032		

Fonte: Bloomberg, ERSE

Adicionalmente, a utilização de um portfolio mais alargado e diversificado de obrigações permite a construção mais robusta da curva de rendimentos, ao considerar maturidades intermédias de obrigações com risco semelhante¹, que podem não existir se se considerarem apenas obrigações da própria empresa.

Refira-se que, atualmente, não existem obrigações do grupo REN transacionadas no mercado secundário com maturidades entre 15/11/2025 e 15/11/2027 (vide Figura 2), pelo que a proposta de alteração da

¹ Neste momento, as empresas têm ratings exatamente iguais (Standard & Poor's: BBB; Moody's: Baa2; Fitch: BBB; todos com Outlook estável)

Portaria impossibilitaria o diferimento intertemporal de CIEG recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pela REN, enquanto Operador da Rede Nacional de Transporte, por um período de 3 anos², caso tivesse sido esta a opção da ERSE para as tarifas de 2024 para assegurar a sustentabilidade económica do SEN.

Figura 2 – Obrigações consideradas no cálculo da taxa para Diferimento a 5 anos e a 3 anos

Diferimento a 5 anos	
Maturidades entre:	
Data Início Maturidade	Data Fim Maturidade
15/11/2027	15/11/2029

Obrigações EDP:	
Obrigações EDP	Média (%)
EDPPL 3 % 06/26/28 [EUR; FIXED]	4,0335031%
EDPPL 1 % 09/21/29 [EUR; FIXED]	4,0841953%
EDPPL 1 % 11/22/27 [EUR; FIXED]	3,9671223%
EDPPL 4 % 04/04/29 [EUR; FIXED]	4,2097678%

Obrigações REN:	
Obrigações REN	Média (%)
RENEPL 1 % 01/18/28 [EUR; FIXED]	3,9891045%
RENEPL 0 % 04/16/29 [EUR; FIXED]	3,9090314%

Diferimento a 3 anos	
Maturidades entre:	
Data Início Maturidade	Data Fim Maturidade
15/11/2025	15/11/2027

Obrigações EDP:	
Obrigações EDP	Média (%)
EDPPL 1 % 04/15/27 [EUR; FIXED]	3,9597382%
EDPPL 2 % 06/01/26 [EUR; FIXED]	4,0711438%
EDPPL 0 % 09/16/26 [EUR; FIXED]	3,9353196%
EDPPL 1 % 01/26/26 [EUR; FIXED]	4,0089485%

Obrigações REN:	
Obrigações REN	Média (%)
N.D.	N.D.
N.D.	N.D.

Fonte: Bloomberg, ERSE

Refira-se que a proposta tarifária para 2024, submetida a parecer do Conselho Tarifário da ERSE a 15 de outubro, considerava o diferimento de CIEG a recuperar pela EDP e pela REN, deixando em aberto a possibilidade desse diferimento ser efetuado num prazo inferior a 5 anos.

Desta forma, torna-se de vital importância a definição de uma metodologia de cálculo de uma taxa de remuneração a aplicar à transferência intertemporal de proveitos permitidos referentes aos CIEG que possa servir como um *Benchmark* eficiente, para qualquer empresa (dos Grupos EDP ou REN) que possa ser afetada pelo referido diferimento.

Importa ainda salientar que o cálculo da taxa de remuneração a aplicar à transferência intertemporal de proveitos permitidos referentes aos CIEG tem de ocorrer num momento anterior à definição final dos CIEG a diferir, para permitir a sua consideração nas tarifas do ano seguinte. Ou seja, a taxa tem de ser definida

² Para este período, contrariamente ao que sucede com o de 5 anos, não existem obrigações do grupo REN transacionadas no mercado secundário.

antes da ERSE determinar, até 15 de dezembro, quais os CIEG a diferir e por que período, até um máximo de 5 anos. Por outro lado, não são cotadas nos mercados secundários obrigações com taxas que refletem o risco do diferimento desses CIEG em particular, apenas existindo obrigações com taxas que refletem o risco do conjunto das atividades das empresas sujeitas ao diferimento desses CIEG.

Desta forma, a metodologia de cálculo da taxa de remuneração não pretende, nem nunca poderia, replicar com exatidão os custos financeiros concretos e específicos do diferimento, mas determinar um *Benchmark* eficiente, e aplicável às empresas sujeitas a este mecanismo regulado de diferimento. Na prática, a taxa será sempre uma aproximação da taxa que reflete o custo (e risco) real dos *cash-flows* a diferir.

No entanto, a alteração proposta na Portaria, para além de não ser apta à aplicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a todos os Grupos económicos que estão no âmbito subjetivo do artigo 208.º, não evita, e até pode ampliar o desfasamento face ao custo efetivo do diferimento dessa taxa, tendo em conta:

- o desfasamento temporal existente entre o momento em que a taxa é definida, 15 de novembro do ano t-1, e o momento em que a taxa é aplicada, a partir de 1 de janeiro do ano t, sendo este desfasamento ampliado por a taxa definida resultar da média das cotações dos últimos três meses terminados a 15 de novembro;
- o período médio da recuperação da dívida ser inferior ao período de maturidade das obrigações de referência, visto que a dívida não é toda paga no término do diferimento, mas sim ao longo desse período;
- **o risco efetivo do recebimento dos montantes diferidos através das tarifas de eletricidade é diferente, tendencialmente inferior, ao que está implícito na taxa das obrigações das empresas sujeitas ao diferimento do CIEG, em especial no caso do Grupo EDP, por se tratar de um mecanismo regulado sujeito a especial tutela (vd. n.º 4 do artigo 209.º, aplicável *ex vi* do n.º 9 do artigo 208.º).**

O efeito do diferimento temporal é materialmente relevante no atual contexto de evolução das taxas no mercado secundário das obrigações das empresas sujeitas a diferimentos de CIEG. Assim, caso o cálculo da taxa fosse determinado com dados do mês de dezembro de 2023, até dia 19, a taxa que resultaria seria de 3,78562560%, em vez de 4,4321207% que decorre da aplicação da atual redação da Portaria n.º 300/2023, de 4 de outubro. Esta diminuição das cotações das obrigações foi, naturalmente, benéfica para a EDP,

facilitando-lhe a cessão a instituições financeiras do montante de CIEG diferidos, como acabou por suceder. Recorde-se, contudo, que os ganhos desta cessão deverão ser partilhados com os consumidores de energia elétrica, nos termos do artigo 3.º da Portaria n.º 300/2023, de 4 de outubro.

Importa ainda destacar o desfasamento entre o risco efetivo dos CIEG diferidos e o risco implícito no mercado secundário. Caso se pretendesse evitar a subsídio cruzada referida pelo GSEEC, o cálculo da taxa de remuneração teria de refletir o risco subjacente aos *cash-flows* específicos do diferimento, um risco que tem subjacente o modelo de aplicação de tarifas do SEN, claramente inferior ao risco subjacente às obrigações transacionadas pelo Grupo empresarial em mercado secundário, por estar assegurada a recuperação integral desses *cash-flows* nos prazos predeterminados, enquanto o das transações subjacentes ao Grupo empresarial está influenciado por decisões de investimento, níveis de endividamento, notícias de decisões estratégicas do Grupo, entre outros fatores, que não refletem o exato risco do sistema tarifário subjacente aos *cash-flows* dos montantes diferidos.

Esta situação é mais evidente no caso do Grupo EDP, do que no Grupo REN, porque no primeiro caso uma parte substancial das suas atividades é desenvolvida em regime de mercado, ao contrário do segundo caso. Deste modo, a consideração de obrigações do Grupo REN no cálculo do valor da taxa de diferimento não afasta a taxa a aplicar aos diferimentos dos CIEG, do valor da taxa que efetivamente refletiria o risco da operação. Pelo contrário, até aproxima a taxa a este valor.

No entanto, os Grupos empresariais atualmente sujeitos a decisões de diferimento de proveitos têm um nível de risco semelhante.

Em suma, a consideração das taxas desses dois grupos não envia o cálculo de uma taxa que serve de *Benchmark*, pelo contrário, ao resultar de uma média de um conjunto alargado de obrigações, minimiza questões de liquidez associadas a possíveis obrigações específicas e a possível inexistência de obrigações transacionadas no período de diferimento que possa ser definido.

Refira-se que o Grupo EDP tem já operacionalizada a cessão da quase totalidade dos valores diferidos respeitantes à SU Eletricidade (comercializador de último recurso). Tal constitui manifestação de que o regime atual não condicionou, nem prejudicou o processo de cedência de créditos. A determinação de uma taxa que evitasse a referida subsídio cruzada tem que ter em conta, entre outros fatores: i) quais os montantes exatos que foram necessários financiar, incluindo as datas desses financiamentos; ii) as datas

de faturação dos montantes a diferir; iii) os prazos de pagamento de faturas e respetivos montantes e, principalmente; iv) o risco exclusivamente associado à recuperação dos montantes diferidos. Em resumo, a taxa calculada pela atual metodologia em vigor não pretende definir uma taxa exata do custo de financiamento dos montantes diferidos para determinada empresa, o que seria, virtualmente, impossível, mas o cálculo de uma taxa de remuneração eficiente, que possa servir de *Benchmark*, a qualquer empresa que possa ser sujeita ao diferimento de proveitos, tendo em consideração o equilíbrio económico e financeiro das atividades reguladas.

Uma alteração retroativa da fórmula de cálculo que resulte numa taxa efetiva ligeiramente superior a receber pela SU Eletricidade (Grupo EDP) resulta num acréscimo de esforço tarifário relativamente a operações já viabilizadas, cujo benefício pode, além disso, ser apropriado por entidades externas ao SEN. Com efeito, apesar de a definição da Portaria impactar diretamente apenas no grupo económico que transmitiu o direito ao recebimento do ajustamento, em função do que tiver sido definido no acordo entre este e o(s) cessionário(s), designadamente em caso de repartição do valor relativo aos juros, tal pode resultar numa transferência de valor, parcial ou total, para este(s) último(s).

Finalmente, importa referir que a proposta de alteração terá como impacte, caso se aplique retroativamente, de uma alteração da taxa de 4,4321207% para 4,4736471%, implicando um acréscimo de 2,6 milhões de euros nos juros a pagar pelos consumidores ao longo do período de diferimento.

3 CONCLUSÕES

Com a publicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, houve um alargamento do anteriormente previsto no artigo 73.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, que permitia apenas o diferimento da repercussão dos diferenciais de custo da produção com remuneração garantida.

Nesse sentido, a taxa de remuneração a aplicar à transferência intertemporal de proveitos permitidos referentes aos CIEG, resultante da Portaria n.º 300/2023, de 4 de outubro, passou a poder abranger não só o Grupo empresarial da EDP, como o Grupo empresarial da REN e também outros grupos empresariais no futuro.

A proposta de alteração submetida à ERSE para parecer não é apta a fazer cumprir com as disposições do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, ao impedir, em certas circunstâncias, o diferimento dos CIEG elencados no Artigo 208.º desse Decreto-Lei.

Acresce que a proposta de alteração não constituirá uma forma adequada de evitar a subsidiação cruzada, preocupação expressa pelo GSEEC, ampliando, pelo contrário, esta possibilidade.

Finalmente, a proposta de alteração não é materialmente irrelevante, visto que implicaria um agravamento do custo deste diferimento para os consumidores em cerca de 2,6 milhões de euros, que inclusivamente pode ser apropriada por entidades externas ao SEN relativamente a operações que já foram viabilizadas.

Pelos motivos expostos, a ERSE é desfavorável à proposta de alteração da Portaria n.º 300/2023, de 4 de outubro, que lhe foi submetida para parecer pelo GSEEC, sendo que qualquer alteração deve merecer uma ponderação mais abrangente do tema.

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, em 21 de dezembro de 2023