

## **PARECER**

### **Minutas de acordo entre os interessados e o operador da RNT para efeitos de atribuição de TRC**

abril de 2023

**Consulta:** Gabinete da Secretária de Estado da Energia e Clima, 8 de março de 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 24/10/2025:**

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

## ÍNDICE

(opcional em função da dimensão do parecer)

<b>1</b>	<b>ENQUADRAMENTO .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>APRECIÇÃO .....</b>	<b>2</b>
2.1	Esclarecimentos da REN sobre Encargos a suportar pelos interessados e formação do preço de contrato .....	2
2.2	Posição da ERSE .....	8
<b>3</b>	<b>CONCLUSÕES .....</b>	<b>15</b>

Como complemento ao parecer emitido pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) a 16 de março (E-Tecnicos/2023/446), em resposta à solicitação externa do Gabinete da Secretária de Estado da Energia e Clima, rececionada a 8 de março (R-Tecnicos/2023/1133), e beneficiando de novos dados recebidos, a 12 de abril, por parte da REN – Rede Eléctrica Nacional (R-Tecnicos/2023/1623), a ERSE emite o seguinte parecer.

## **1 ENQUADRAMENTO**

Nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro (doravante, “DL 15/2022”), a atribuição de reserva de capacidade de injeção na rede elétrica de serviço público (RESP) pode ser efetuada por acordo entre o interessado e o operador da RESP (alínea b) do n.º 2 do artigo 18.º).

Em particular, o n.º 1 do artigo 20.º do mesmo diploma define que, nos casos em que não exista capacidade de receção na RESP, pode ser celebrado acordo entre o interessado e o operador da RESP, pelo qual o interessado assume os encargos financeiros decorrentes da construção ou reforço da rede necessários para a receção da energia da instalação de armazenamento ou produzida pelo centro electroprodutor.

No mesmo sentido, o n.º 15 do artigo 20.º prevê que o operador da rede deve enviar aos interessados, cujos pedidos tenham sido aprovados e que tenham efetuado o devido pagamento, um conjunto de elementos informativos: a) os estudos de rede; b) o custo dos reforços ou da construção da nova infraestrutura, incluindo os critérios de repartição pelos interessados, quando for o caso; c) o prazo de disponibilização da nova infraestrutura; d) a proposta de acordo.

Numa solicitação do Gabinete da Secretária de Estado da Energia e Clima, rececionada a 8 de março (R-Tecnicos/2023/1133), a ERSE foi questionada “quanto à previsão da imediata prestação de uma garantia no valor de 95% do orçamento apresentado pelo operador da RESP e ao montante dos encargos a suportar pelos interessados”.

Em resposta, a ERSE emitiu o seu parecer a 16 de março (E-Tecnicos/2023/446), confirmando que o requerente deve efetivamente prestar uma garantia de 95% do valor orçamentado, conforme prevê o n.º 5 do artigo 21.º do DL 15/2022.

Já quanto à questão dos montantes dos encargos totais a suportar pelos interessados na atribuição de Título de Reserva de Capacidade (TRC) de injeção na RESP na modalidade de acordo entre o interessado e o operador da RESP, a ERSE considerou que, sem dispor de informação adicional, não lhe era possível pronunciar-se sobre a razoabilidade económica deste valor. Foi subsequentemente solicitada pela ERSE informação complementar à REN, na qualidade de operador da Rede Nacional de Transporte de eletricidade (RNT), a 22 de março (E-Técnicos/2023/486).

Em resposta a este pedido, a 12 de abril, a REN enviou esclarecimentos sobre o processo de formação do preço que consta das minutas de contrato associadas aos acordos, atualmente em apreciação, entre os interessados e o operador da RNT para efeitos de atribuição de TRC de injeção na respetiva rede, ao abrigo da modalidade prevista na alínea b) do n.º 2 do artigo 18.º do DL 15/2022 (R-Técnicos/2023/1623).

Tendo por base essa informação, a ERSE emite o seguinte parecer.

## **2 APRECIAÇÃO**

### **2.1 ESCLARECIMENTOS DA REN SOBRE ENCARGOS A SUPORTAR PELOS INTERESSADOS E FORMAÇÃO DO PREÇO DE CONTRATO**

Nos termos do n.º 1 do artigo 20.º do DL 15/2022, para efeitos da atribuição de TRC ao abrigo da modalidade de acordo, o requerente assume os encargos financeiros decorrentes da construção ou reforço da rede necessários para a receção da energia produzida pelo centro electroprodutor.

Após um primeiro conjunto de acordos assinados anteriormente, em condições idênticas às que são agora propostas<sup>1</sup>, o operador da RNT verificou existir um novo conjunto de pedidos de acordo solicitando a ligação de novas centrais electroprodutoras, cuja fonte de energia primária é de origem solar, representando um valor total de potência para ligação à RNT de aproximadamente 3 185 MVA e um valor

---

<sup>1</sup> De acordo com informações transmitidas pelo operador da RNT, este primeiro pacote de acordos celebrados com os promotores representa um valor total de potência de ligação à RESP de aproximadamente 3 500 MVA.

total de potência para ligação à Rede Nacional de Distribuição de eletricidade (RND) de, aproximadamente, 360 MVA.

De igual modo ao ocorrido com o primeiro conjunto de acordos assinados, o operador da RNT fez a apreciação conjunta e simultânea do novo grupo de pedidos na modalidade de Acordo e dos reforços internos da RNT a que a sua ligação obriga, já que essa apreciação conjunta resulta mais adequada do ponto de vista do benefício e otimização global da integração na RESP, incluindo a otimização da RNT e a diminuição de impactes sócio ambientais das infraestruturas a construir. Desta forma reduzindo-se, também, o custo global das infraestruturas de rede a suportar pelos requerentes, com a partilha por parte destes dos custos e encargos com os reforços internos da RNT a realizar para receção da energia dos centros electroprodutores a desenvolver por cada um desses requerentes.

Do estudo realizado para esse efeito, o operador da RNT identificou que o conjunto de interessados neste segundo grupo de Acordos teriam de suportar, para além dos custos específicos de ligação à RNT de cada um dos respetivos centros electroprodutores, um custo total de 330,2 M€ associado aos investimentos em reforços internos da RNT, partilhado de forma proporcional à potência de cada um dos centros electroprodutores a ligar.

Segundo o anexo II da minuta de acordo partilhada com a ERSE pelo Gabinete da Secretária de Estado da Energia e Clima a 8 de março, os encargos a pagar pelos interessados de cada um dos Acordos, ou o “preço do contrato” incluem, de uma forma resumida, as seguintes parcelas:

- a) “Custos com os Reforços Internos da RNT (estabelecimento das novas infraestruturas e reconstrução das existentes)”, excluindo custos internos;
- b) “Custos internos associados a Reforços Internos da RNT”;
- c) “Outros custos que refletem os encargos decorrentes de obrigações e direitos conexos com os reforços internos da RNT”.

De acordo com a fórmula de cálculo dos encargos totais proposta na referida minuta, as parcelas b) e c) representam um acréscimo de 31,8% (valor de *m*) face ao valor da parcela a), relativa ao valor do investimento a Custos Diretos externos (CDE) a realizar.

De acordo com os esclarecimentos prestados pelo operador da RNT a 12 de abril sobre o processo de formação do preço de contrato, em particular do fator “m”, em causa estará “assegurar a neutralidade económica do operador da RNT no âmbito da sua concessão, considerando complementarmente a valorização de cobertura dos riscos” associados à modalidade de Acordo.

Segundo a empresa, “o nível final do risco resultante da assinatura dos Acordos e assumido pelo ORT, deve resultar idêntico ao das atividades reguladas que exerce”. Este risco está essencialmente relacionado com o enquadramento da “realização dos investimentos em função e ao ritmo das aprovações e licenciamentos, tendo em conta todo o processo de contratação e execução das empreitadas, sem garantia de prazo de conclusão ou de disponibilização da capacidade planeada”.

Conforme a informação prestada pelo operador da RNT, a formação do preço do contrato na modalidade de Acordo no processo de atribuição de TRC exigiu um conjunto de inovações metodológicas e contratuais que alteraram de forma substancial o perfil de risco da sua atividade regulada e que se verificou poderem classificar-se segundo quatro categorias:

- a) Processo Solidário: o facto de os custos com os investimentos em reforço interno da RNT serem concebidos e partilhados pelo conjunto de interessados (de forma solidária), introduz um risco adicional no caso de necessidade de substituição de um promotor em caso de desistência<sup>2</sup>. Esta situação pode induzir desfechos inesperados com risco sobre o valor dos ativos envolvidos e o seu custeio. Do mesmo modo, também a não concretização de algum projeto previsto nos anteriores Acordos pode constituir uma alteração aos pressupostos subjacentes aos custos e à oferta de capacidade dos restantes acordos, obrigando à sua revisão, com eventuais custos acrescidos, alteração dos prazos de conclusão dos projetos e até alteração dos projetos em causa.

Segundo o operador da RNT, em causa está um risco que representa cerca de 10% do valor do investimento a CDE, totalizando cerca de 21,3 M€, e que tem uma probabilidade de ocorrência entre 25% e 35%, o que resulta numa valorização desse risco que se situa entre 5,3 M€ e 7,5 M€.

---

<sup>2</sup> Nestes casos, o operador da RNT procura substituir o pedido do promotor desistente pelo pedido seguinte, quando tecnicamente equivalentes, respeitando a hierarquização efetuada de acordo com os critérios estabelecidos por despacho do diretor-geral da DGE. Na impossibilidade de substituição direta, é proposta a redistribuição dos custos alocados ao promotor desistente pelos restantes promotores incluídos na lista final de acordos.

- b) Garantia de Prazo: os Acordos a assinar impõem penalidades, por incumprimento pelo operador da RNT dos prazos previstos para a conclusão dos projetos objeto dos Acordos, que são da ordem de 5% do valor de cada um dos contratos.

O operador da RNT assumiu uma probabilidade de ocorrência deste risco que se situa entre 30% e 40%, com o risco em causa a representar cerca de 7,3% do valor do investimento a CDE (15,6 M€). Daqui resulta uma valorização deste risco que se situa entre 4,7 M€ e 6,2 M€.

- c) Garantia de Capacidade: em causa está a expectativa individual de cada um dos interessados em ter disponibilizado o valor de capacidade que irá ser contratada. Em caso de atraso de entrada em serviço de alguns reforços de rede comuns, será necessário recorrer a outras soluções transitórias que permitam viabilizar essa capacidade contratada, podendo resultar em custos acrescidos para o operador da RNT, que não será suportado pelo conjunto de interessados neste conjunto de Acordos, e que poderão implicar consequências em termos de desempenho da rede.

Segundo o operador da RNT, em causa está um risco de atraso na entrada de reforços de rede comum valorizado a 5M€ por ano. A valorização deste risco situa-se entre 2,5 M€ e 3,2 M€, admitindo uma probabilidade de ocorrência de 20 a 25% e um potencial atraso médio de 2,5 anos.

- d) Redução de prazos: o operador da RNT refere que o prazo adequado para a realização do conjunto de projetos de investimentos previstos de reforço internos da RNT rondaria os 8 anos, mas foi necessário comprimir este ciclo para 6 anos para responder às expectativas dos interessados, logo, no primeiro conjunto de acordos.

O operador da RNT refere que esta redução de prazos na execução das obras se traduz num risco de execução 50% a 60% acima da capacidade de empreitada instalada em Portugal. O facto de haver cada vez mais obras em simultâneo e com redução do seu ciclo de implementação, têm resultado num aumento dos custos e consequentemente do risco de incumprimento dos prazos de execução.

Segundo a empresa, em causa está um risco que representa cerca de 15% do valor a CDE, totalizando cerca de 32 M€, o que com uma probabilidade de ocorrência de 15% a 25%, corresponde a 4,8 M€ a 8,0 M€, respetivamente.

Assim, este conjunto de novos riscos associados aos Acordos representa, para os intervalos mínimo e máximo de probabilidade de ocorrência, um total entre 17,3 M€ e 24,8 M€, ou seja 8,1% a 11,6% sobre o valor dos investimentos a CDE.



Para além deste conjunto de riscos, o operador da RNT identifica ainda o risco de insuficiência de cobertura da garantia bancária, que é estabelecida em função do valor da estimativa dos custos dos projetos de investimento aquando da sua contratualização e que prevê poderem sofrer alterações substanciais, na atual conjuntura económica. Segundo a informação disponibilizada pelo operador da RNT, desde o primeiro pacote de Acordos ocorreu um aumento desses custos da ordem de 23%, muito acima do valor da inflação. Como consequência, em caso de necessidade de acionar a garantia bancária contratual, que foi baseada na estimativa inicial de custos, poderá não estar assegurada a cobertura integral do valor efetivamente investido.

Deste modo, e por prudência, o operador da RNT decidiu considerar também uma probabilidade de ocorrência de 30% a 40% de um desvio de 23% sobre o valor dos investimentos a CDE (cerca de 49,1 M€). Daqui resulta uma valorização deste risco de insuficiência de cobertura da garantia bancária que se situa entre 14,7 M€ e 19,6 M€, ou seja entre 6,9% e 9,2%, respetivamente, do valor do investimento a CDE.

Finalmente, o operador da RNT considera ser necessário incluir no factor “m” os custos com encargos indiretos (12% do valor do investimento a CDE correspondentes aos encargos de estrutura e gestão, utilizados nos projetos de investimento aprovados nos PDIRT-E) e o custo com o valor de descomissionamento de 5,2% sobre o valor de investimento a CDE, ou seja, um total de 17,2% do valor do investimento a CDE.

Totalizando todas as componentes anteriores, resulta num valor final de acréscimo do custo de 32,2% a 38,0%, ou seja, um valor dos projetos a custos totais que se situaria entre 331,2 M€ e 345,7 M€, tendo em conta a combinação dos diferentes cenários possíveis de probabilidade de ocorrência.

Esta última metodologia é apelidada pelo operador da RNT de *bottom-up* e, resumidamente, assenta na identificação dos riscos associados à realização dos investimentos na modalidade de Acordos, numa base probabilística.

Resultando num valor para o fator “m” superior ao utilizado nos primeiros Acordos, o operador da RNT assumiu para este conjunto de novos Acordos o valor anteriormente utilizado de 31,8%, que na altura se baseou numa outra metodologia<sup>3</sup>, evitando assim a discriminação entre operadores no acesso à RESP.

O operador da RNT alertou ainda a ERSE que, para os promotores interessados nestes acordos, o valor solicitado pela atribuição dos respetivos TRC é substancialmente inferior ao que outros promotores de centros electroprodutores recentemente tiveram de suportar, nomeadamente os que resultaram dos leilões de solar fotovoltaico de 2019 e 2020, com valores médios, respetivamente, 5,7 e 9,5 vezes superior àqueles que estão em causa nestes Acordos.

Recordou também que, de acordo com o estabelecido no n.º 7 artigo 21.º do DL 15/2022, os centros electroprodutores que tenham obtido TRC de injeção na RESP na modalidade de acordo entre o interessado e o operador de rede estão isentos de pagamento do encargo para comparticipação dos reforços de rede, nos termos definidos regulamentarmente pela ERSE e que, este valor seria da ordem dos 63 M€ para o conjunto de Acordos em causa.

Em contraponto, o operador da RNT também faz questão de realçar que, mesmo não pagando os 63 M€ em comparticipações nos reforços de rede referidas anteriormente, o conjunto de interessados em realizar estes Acordos irão assumir o financiamento antecipado da totalidade do investimento dos projetos de investimento em reforços internos da RNT de que as suas centrais electroprodutoras necessitam em troca da antecipação da sua concretização. Por essa razão, o operador da RNT refere que somente o valor deste segundo conjunto de Acordos para os consumidores do Sistema Elétrico Nacional (SEN) resulta numa redução do encargo na tarifa num valor acima dos 250 M€.

---

<sup>3</sup> Este valor decorre da aplicação de uma abordagem que o operador da RNT apelida de top-down que procura replicar os rendimentos decorrentes destes investimentos, no pressuposto de que os seus custos não sejam integralmente suportados pelos promotores, mas sejam, em vez disso, recuperados pelas tarifas, através das metodologias de regulação definidas pela ERSE no Regulamento Tarifário.

## 2.2 POSIÇÃO DA ERSE

### Da importância das novas ligações

A ERSE começa por realçar a importância que representou o estabelecimento desta modalidade de Acordo, primeiramente no Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, e mais recentemente no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, onde esta possibilidade surge mais detalhada. Com efeito, esta modalidade irá permitir concretizar a ligação à rede de mais de 7 GW de nova produção renovável, que se antecipa vir a ser necessária para abastecer o consumo do SEN e contribuir para a transição energética. Adicionalmente, a ERSE também releva o facto de, através desta modalidade de atribuição dos TRC, serem os interessados nestes Acordos a suportarem os custos do investimento nos projetos de reforço interno da RNT que a ligação das suas centrais electroprodutoras provoca, numa lógica de utilizador-pagador.

O investimento concretizado ao abrigo deste segundo pacote de Acordos será inscrito na base de ativos regulada a valor nulo, pelo que os custos de investimento efetivamente incorridos na concretização dos projetos, nos termos acordado entre as partes, são totalmente suportados pelos promotores. Os gastos associados à manutenção e à exploração desses ativos serão, contudo, suportados pelos consumidores através das tarifas de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição.

Este facto tem como consequência uma redução dos encargos que os consumidores do SEN irão suportar, face às restantes alternativas de concretização dessas ligações. Como contrapartida, estes interessados que assinaram ou irão assinar estes Acordos conseguem assegurar e antecipar a concretização da ligação das suas centrais electroprodutoras, o que é muito relevante quer em termos económicos quer em termos ambientais.

O conjunto de informação ora disponibilizado pelo operador da RNT permite entender o racional subjacente à metodologia de formação dos preços do contrato que o operador da RNT pretende assinar com este segundo conjunto de interessados à atribuição de TRC para injeção da sua produção através da modalidade de Acordo. Para o efeito o operador da RNT desagregou e monetizou as diferentes parcelas que compõem o fator “m”, com vista a “assegurar a neutralidade económica do operador da RNT no âmbito da sua concessão, considerando complementarmente a valorização de cobertura dos riscos” adicionais associados à modalidade de Acordo. Os pressupostos ora apresentados, conferem maior transparência à

tipificação do custo dos reforços internos da RNT necessários para assegurar a ligação do conjunto de centrais electroprodutoras em questão.

No entanto, importa salientar que o operador da RNT não apresenta qualquer estudo ou metodologia que suporte os pressupostos e as probabilidades de ocorrência dos riscos identificados na sua abordagem *bottom-up*, nem tão pouco apresenta os cálculos que validam os valores apresentados na sua abordagem *top-down* e que terá servido de base para a definição do fator “m” do primeiro conjunto de acordos, já assinados com os promotores.

### **Dos riscos adicionais para o operador da RNT**

Após a análise das explicações, a ERSE concorda que existem riscos adicionais para o SEN e para o operador da RNT na assinatura dos contratos em causa com os interessados na modalidade de Acordo, quando comparados com as condições estabelecidas nos contratos de atribuição de TRC em outras modalidades. A ERSE concorda também que, para assegurar a neutralidade económica destes contratos face aos restantes assinados ao abrigo de outras modalidades, estes riscos adicionais para o SEN e para o operador da RNT terão de ser assumidos pelos interessados no momento da assinatura destes Acordos de atribuição dos respetivos TRC.

Os encargos indiretos tradicionais considerados em todos os projetos de investimento realizados pelos operadores de rede de Portugal continental são, no caso do operador da RNT, da ordem dos 12% do valor do investimento a CDE e correspondem aos encargos de estrutura e gestão. São, também, identificados o custo com o valor de descomissionamento de 5,2% sobre o valor de investimento a CDE, sendo que, a este respeito, a ERSE não tem elementos que lhe permitam validar os respetivos custos.

Por sua vez, parece ter sentido a razão pela qual deverão ser consideradas, na formação do preço dos contratos associados a estes Acordos, as parcelas relativas aos riscos adicionais para a empresa e para o SEN, já que o pretendido com estes projetos de investimento é que sejam neutros economicamente para os consumidores do SEN e não afetem a estabilidade económico-financeira da empresa.

A ocorrência de qualquer um dos riscos adicionais, identificados pelo operador da RNT como “Processo Solidário”, “Garantia de Prazo”, “Garantia de Capacidade”, “Redução de prazos” e “Cobertura da garantia bancária”, caso não fossem cobertos pelos interessados no Acordo, iriam traduzir-se ou num custo adicional a incorrer diretamente pelo operador da RNT ou em custos adicionais a serem suportados pelos

consumidores do SEN, por exemplo no caso de serem implementadas medidas e soluções transitórias para garantir a disponibilidade de capacidade aos promotores em casos de não concretização dos projetos nos prazos acordados, atribuindo capacidade que resulta de outros investimentos, já realizados e suportados pelas tarifas de rede.

No entanto, importa sublinhar que alguns dos riscos referidos ou são naturalmente transferidos para os consumidores no âmbito das metodologias regulatórias ou parecem ser redundantes face a outros que o operador da RNT apresenta.

No primeiro caso, inclui-se o risco de “Garantia de Capacidade”, que está diretamente associado a custos acrescidos de operação, pelo que, por definição, incorporará os encargos de exploração considerados nos proveitos recuperados pela tarifa de uso da rede de transporte paga pelos consumidores. Justifica-se assim que a parte das receitas que o operador da RNT obtiver com os Acordos associada a esta componente da margem seja devolvida aos consumidores. Esta devolução não invalida a avaliação do impacto dos Acordos no equilíbrio económico financeiro da empresa, desde que gerida de forma eficiente, nos termos da Base XXXII, Anexo II, a que se refere o n.º 3 do artigo 110.º do DL 15/2022.

No segundo caso, inclui-se o risco associado à “Redução de prazos” que parece ser redundante relativamente ao risco de “Garantia de prazo”. A redução de prazo aparenta consubstanciar-se em desafios técnicos, económicos e contratuais. Os dois primeiros tipos de desafios não se consubstanciam em risco para o operador da RNT, visto que os custos dos investimentos são integralmente suportados pelos promotores. O desafio contratual é um risco para o operador da RNT, mas o mesmo já é contemplado no risco de garantia de prazo. Deste modo, poderá justificar-se deduzir a componente associada ao risco da “Redução de prazos”, que representa 2,3%, da margem “m”, passando na abordagem *top-down* esta margem de 32,2% para 29,9%.

Por outro lado, cumpre referir que os pressupostos e as probabilidades de ocorrência do risco de “insuficiência de cobertura da garantia bancária”, cuja valorização se situa entre 14,7 M€ e 19,6 M€, ou seja entre 6,9% e 9,2%, respetivamente, do valor do investimento a CDE, não se encontram suficientemente justificados, sobretudo quando este risco poderia ser substancialmente mitigado caso o modelo de acordo previsse, por exemplo, um sistema de reforço da garantia prestada.

Tendo em consideração a informação disponibilizada, adicionando aos 17,2 % que advêm dos encargos indiretos tradicionais e do valor do descomissionamento, os valores destas parcelas de risco adicional, denominadas pelo operador da RNT como “Processo Solidário”, “Garantia de Prazo”, “Garantia de Capacidade”, “Redução de prazos” e “Cobertura da garantia bancária”, totalizam um valor que, dependendo da probabilidade de ocorrência considerada, se deverá situar entre 32,2 % e 38,0%. Apesar da diferença em baixa, o operador da RNT decidiu optar pela consistência com o estabelecido no primeiro lote de Acordos já assinados e manter o valor do factor “m” em 31,8%, o que resulta num total dos contratos em causa de 330,2 M€ de investimento em reforço interno da RNT.

#### **Da abordagem *top-down* à abordagem *bottom-up***

Ao contrário da abordagem *top-down*, considera-se adequada a abordagem *bottom-up*, baseada na estimativa dos riscos associados à modalidade de Acordos. Com efeito, a abordagem *top-down*, que justifica o valor de 31,8% para o primeiro conjunto de acordos, levanta dúvidas, tanto pelos princípios, como pela metodologia em que se baseia.

No que se refere aos princípios e tal como referido, nesta abordagem o operador da RNT procura replicar os rendimentos que é previsto obter decorrentes destes investimentos, caso os seus custos fossem recuperados através das metodologias de regulação definidas pela ERSE. No entanto, não se afigura adequado o operador da RNT replicar os rendimentos esperados obter dessa forma e, consequentemente, antecipar qual seria a atuação do regulador no quadro das suas competências, incorporando a remuneração que seria obtida pelo operador caso esses investimentos integrassem a base de ativos a remunerar conforme o processo habitual de desenvolvimento da rede.

No que concerne à metodologia, note-se que esta assenta no pressuposto de que os investimentos celebrados através da modalidade de Acordos poderiam ser remunerados através da metodologia dos custos de referência. No entanto, a metodologia dos custos de referência não é aplicável a investimentos entrados em exploração a partir de 2022. Mesmo se a metodologia fosse ainda aplicada, e sabendo que os custos de investimento de referência foram definidos em 2009, isto é, há mais de 14 anos, dificilmente se poderia assumir, como faz o operador da RNT, que os investimentos realizados teriam custos mais baixos dos que os custos de referência em 10%, beneficiando deste modo da partilha entre o diferencial entre os custos ocorridos e os custos de referência e do prémio acrescido sobre a taxa de remuneração. Pelo

referido, considera-se que o operador da RNT não deverá, na metodologia designada por *bottom-up*, considerar esta componente, que representa 14,9%, no apuramento do fator “m”.

Registe-se ainda que o operador da RNT não apresenta qualquer justificação para a componente “neutralização do efeito das amortizações e o RAB médio” do fator “m”, que utiliza na abordagem *top-down*. Esta última componente do fator “m” representa 2,8%.

Não obstante se considerar que a metodologia *bottom-up* é a mais adequada, por oposição à metodologia *top-down*, a ERSE não está em condições de poder validar a valorização concreta que foi utilizada pelo operador da RNT para cada um destas parcelas de risco adicional e a probabilidade de ocorrência que o operador da RNT utilizou no cálculo que resultou nos números anteriores. Parecendo valores lógicos, trata-se da primeira vez que a ERSE tem conhecimento desta realidade. Reitere-se, contudo, que se justifica deduzir a componente associada ao risco da “Redução de prazos” do fator “m”.

No entanto, pela importância que a modalidade de Acordos passou desde já a ter, com a dimensão atingida por estes dois lotes de contratos, entende a ERSE que esta matéria deverá continuar a ser aprofundada entre a regulação e o operador da RNT.

### **Da comparação com os leilões solares**

O operador da RNT invocou, como referido, que para os promotores interessados nestes acordos o valor solicitado pela atribuição dos respetivos TRC é substancialmente inferior ao que outros promotores de centros electroprodutores recentemente tiveram de suportar, nomeadamente os que resultaram dos leilões de solar fotovoltaico de 2019 e 2020, com valores médios, respetivamente, 5,7 e 9,5 vezes superior àqueles que estão em causa nestes Acordos.

Relativamente a este argumento, a ERSE salienta que a situação jurídica dos titulares das licenças de produção atribuídos em procedimentos concorrenciais não coincide com a daqueles que obtiveram TRC através de acordos. Os primeiros, nos termos do artigo 22.º do DL 15/2022, gozam de utilidade e interesse públicos para todos os efeitos legais e regulamentares (artigo 22.º), enquanto os segundos beneficiam apenas de utilidade pública para efeitos de constituição de servidões e expropriações por utilidade pública (artigo 54.º e 112.º). Esta diferenciação na letra da lei pode ter relevância prática no âmbito do licenciamento e mesmo em caso de litigância com agentes locais.

Além disso, os promotores com TRC atribuídos nos leilões beneficiam de entendimentos publicamente divulgados, que não abrangem os que adquiriram (ou venham a adquirir) aquele título através de acordos com os operadores da RESP, relativamente à isenção de custos relacionados com o regime de *clawback* (Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho), com a contribuição extraordinária sobre o setor energético (CESE) e com a tarifa social de eletricidade<sup>4</sup>). Além disso, os primeiros não estão sujeitos a *upfront costs* relacionados, por exemplo, com o direito de uso de terrenos para implantação da central e das infraestruturas de ligação à RESP<sup>5</sup> e maior certeza e segurança no licenciamento da central e das infraestruturas de ligação à RESP, através da disponibilização nas peças do procedimento de mapas com a identificação das grandes restrições territoriais e do estabelecimento de comissões de acompanhamento dos projetos vencedores.

### **Das vantagens da solução**

No entanto, existem desde já dados tidos como certos que demonstram o virtuosismo da solução. A primeira dessas certezas é que um conjunto alargado de promotores poderá, por esta via, ver assegurada e antecipada a ligação à RESP dos respetivos centros eletroprodutores de origem renovável. Este facto é económica e ambientalmente muito relevante.

Acresce que a adoção do princípio utilizador-pagador adotado na solução destes acordos permite, por um lado, reduzir o risco associado à concretização dos projetos que dada a sua dimensão não seria de impacte negligenciável no sistema tarifário e consequentemente nas tarifas de uso das redes suportadas por todos os consumidores e por outro lado, fornecer sinais económicos a uma localização mais custo eficaz da geração que a perequação do sistema tarifário não promove.

Uma outra certeza é que o investimento concretizado ao abrigo destes Acordos será inscrito na base de ativos regulada a valor nulo, pelo que os custos de investimento efetivamente incorridos na concretização dos projetos, nos termos acordado entre as partes, são totalmente suportados pelos promotores. Apenas

---

<sup>4</sup> <https://www.dgeg.gov.pt/media/fvkwpcwf/leil%C3%A3o-julho-2019-insen%C3%A7%C3%A3o-de-custos.pdf>.

<sup>5</sup> Vd. Termos de Referência aprovados pela DGE, disponível em [https://www.dgeg.gov.pt/media/a2hhl0mr/1\\_tr\\_acordos-de-liga%C3%A7%C3%A3o-resp29dez2020\\_signed.pdf](https://www.dgeg.gov.pt/media/a2hhl0mr/1_tr_acordos-de-liga%C3%A7%C3%A3o-resp29dez2020_signed.pdf)



os gastos associados à manutenção e à exploração desses ativos serão, contudo, suportados pelos consumidores através das tarifas de Uso da Rede de Transporte e Uso da Rede de Distribuição. Este facto tem como consequência uma redução dos encargos que os consumidores do SEN teriam de suportar se outra modalidade de ligação à rede fosse adotada.

Outra certeza é que houve uma preocupação do operador da RNT em garantir que, na formação do preço dos contratos assinados com os interessados nesta modalidade de Acordo fossem incluídas parcelas que cubram o risco adicional para o operador da RNT e para o SEN. Este cuidado do operador da RNT é relevante na defesa dos interesses dos consumidores do SEN e da estabilidade económica e financeira da empresa.

Uma outra certeza que a ERSE poderá desde já avançar é que irá escrutinar em detalhe o encaminhamento que terá a eventual receita adicional obtida pelo operador da RNT, assegurando uma partilha equilibrada em função do nível de risco que cada uma das partes assume beneficiando, assim, os consumidores do SEN e a estabilidade económica e financeira da empresa.

Refira-se que nos termos do contrato de concessão, o regulador deve assegurar o equilíbrio económico financeiro da atividade, num quadro de gestão eficiente, através das regras definidas no Regulamento Tarifário (Base XXXII, Anexo II, a que se refere o n.º 3 do artigo 110.º).

Deste modo, o legislador assume que o equilíbrio económico-financeiro tem como contrapartida as tarifas de uso das redes paga pelos consumidores de energia elétrica. O cumprimento desta obrigação por parte do Regulador obriga-o a ter de analisar vários fatores que influenciam o equilíbrio económico-financeiro do operador da RNT. Entre estes fatores destacam-se os gastos de exploração decorrentes dos investimentos e os fluxos financeiros que lhes estão associados, sendo que estes últimos advêm, por sua vez, dos direitos e das obrigações estabelecidos nos acordos celebrados com os promotores. O efeito destes fatores na rentabilidade da empresa terá de ser posteriormente avaliado, tendo por referência o quadro regulatório definido pela ERSE, designadamente as metodologias e os parâmetros regulatórios, destacando-se neste último caso o custo de capital da atividade.

Deste modo, a neutralidade económica dos investimentos realizados na modalidade de Acordos e, consequentemente, o impacto destes últimos no equilíbrio económico-financeiro da concessão apenas pode ser avaliado ao longo do período de vigência desses acordos e não *ex-ante*. Cabe ao Regulador, no

âmbito das suas competências, efetuar esta avaliação e, caso necessário, repor o equilíbrio económico-financeiro da concessão no quadro das metodologias definidas no Regulamento Tarifário.

### **3 CONCLUSÕES**

Ao abrigo das competências consultivas previstas nos seus Estatutos, a ERSE complementa o parecer emitido no passado dia 16 de março sobre as minutas do contrato a ser assinado entre os interessados e o operador da RNT para efeitos de atribuição de TRC, na modalidade de Acordo entre o interessado e o operador da RESP, designadamente no que respeita a previsão da imediata prestação de uma garantia no valor de 95% do orçamento apresentado pelo operador da RESP e o montante dos encargos totais a suportar pelos interessados.

Relativamente à questão da prestação da garantia, tal como já referido no seu Parecer de 16 de março, a ERSE confirma que o requerente deve efetivamente prestar uma garantia de 95% do valor orçamentado conforme prevê o n.º 5 do artigo 21.º do DL 15/2022.

Já quanto à questão dos montantes dos encargos totais a suportar pelos interessados, a ERSE recebeu do operador da RNT informação complementar que lhe permite aclarar que concorda que a assinatura dos contratos com os interessados na modalidade de Acordo acarretam riscos adicionais ao operador da RNT e ao SEN que, para assegurar a neutralidade destes contratos face aos das outras modalidades de atribuição de TRC, deverão ser valorizados e adicionados no processo de formação do preço dos contratos. Foi isto que o operador da RNT procurou fazer e que resultou no estabelecimento do valor de 31,8% para o fator “m”, que foi indagado pelo Gabinete da Secretária de Estado da Energia e Clima.

Porém, a ERSE não tem elementos que lhe permita validar os pressupostos e as probabilidades de ocorrência do risco que conduziram à valorização concreta que foi utilizada pelo operador da RNT para cada uma das parcelas de risco adicional que justificam esta margem. Por outro lado, justificar-se-ia, pelos motivos atrás expostos, desconsiderar a componente associada ao risco da “Redução de prazos”, que

corresponde a 2,3% do fator “m” na abordagem *top-down*. Caso esta componente seja desconsiderada, o valor do fator “m” passaria para 29,9%.

Reconhecendo as vantagens associadas à modalidade de acordo entre o interessado e o operador da RESP, tanto na vertente económica quanto na vertente ambiental, a ERSE entende que esta possibilidade não deve ser obstaculizada, desde que enquadrada no quadro regulatório definido pela ERSE.

Nesse sentido, a ERSE irá escrutinar em detalhe o encaminhamento que terá a receita adicional que daí resultar, assegurando uma partilha equilibrada em função do nível de risco que cada uma das partes assume e beneficiando, assim, os consumidores do SEN e a estabilidade económica e financeira da empresa.

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, em <20 de Abril de 2023>

Emitido no exercício das competências consultivas dos artigos 15º a 18º dos Estatutos da ERSE, o documento é suscetível de 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 a informação que, por natureza, seja comercialmente sensível, segredo legalmente protegido ou dados pessoais.