

## PARECER

**Execução atempada da Agenda H2 *GREEN VALLEY* PELA REN GÁS**

Julho 2024

**Consulta:** Gabinete da Senhora Ministra do Ambiente e Energia 3/7/2024

**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 14/11/2025:**

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

1	ENQUADRAMENTO .....	1
2	ANÁLISE DA PROPOSTA .....	3
3	PARECER.....	7

Correspondendo a solicitação externa do Gabinete da Senhora Ministra do Ambiente e Energia (MAEn), rececionada a 03/07/2024 (R-Tecnicos/2024/2979), a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) emite o seguinte parecer.

## **1 ENQUADRAMENTO**

Em 3 de julho de 2024, o Gabinete da MAEn enviou à ERSE um pedido de parecer sobre uma proposta da REN Gás, S.A. (REN Gás), para esta concretizar atempadamente a Agenda “*H2 Green Valley*”, de forma a não serem perdidos os fundos comunitários já atribuídos no quadro do Plano de Recuperação e Resiliência (PRR). Em causa estarão financiamentos PRR quer à referida Agenda e respetivos integrantes<sup>1</sup>, quer a outros projetos de produtores e consumidores, instalados ou a instalar na Zona Industrial e Logística de Sines (ZILS), que poderão usufruir da infraestrutura concretizada no quadro da referida Agenda.

Esta solicitação é precedida de duas interações anteriores por parte do então Gabinete da Senhora Secretária de Estado da Energia e Clima, que resultaram em dois pareceres da ERSE<sup>2</sup> emitidos em 2023 sobre a mesma questão. Em concreto, no quadro da Agenda “*H2 Green Valley*”, a REN Gás propôs-se avançar com a concretização do projeto “*H2GBackbone*”, infraestrutura de veiculação de hidrogénio verde a ser produzido na ZILS. Presentemente, tal como em 2023, pelo facto de não se conseguir assegurar o compromisso de um (ou mais) cliente-âncora que permita viabilizar economicamente o projeto, a REN Gás assume a eliminação do seu risco de contratação, associado ao projeto “*H2GBackbone*”, como uma condição necessária para avançar com a sua decisão final de investimento no projeto.

Em 2023, a solução encontrada foi concretizada através da Resolução do Conselho de Ministros (RCM) n.º 78/2023, que autorizou a realização de despesa pelo Fundo Ambiental, num total de 8,32 milhões de euros, repartidos entre 2026 e 2030, com vista a proceder às necessárias transferências para a cobertura do risco da execução da infraestrutura objeto da Agenda “*H2 Green Valley*”, submetida pela REN Gás. A mesma RCM determinou também que as verbas transferidas do Fundo Ambiental serão recuperadas através das tarifas a pagar pelos utilizadores da infraestrutura de veiculação de hidrogénio, a partir do ano da sua

---

<sup>1</sup> A Agenda “*H2 Green Valley*” foi selecionada para financiamento do PRR, no âmbito das “Agendas/Aliações Verdes para a Inovação Empresarial” (Componente C5 – Capitalização e Inovação Empresarial), com a obrigação de ser executada até 31 de dezembro de 2025.

<sup>2</sup> Nossas referências E-Tecnicos/2023/597, de 10 de abril de 2023, e E-Tecnicos/2023/886, de 5 de junho de 2023.

ligação, a processar em conformidade com as condições normais de mercado, reconhecendo-se estar em causa uma intervenção de especial relevância.

A RCM n.º 78/2023 permitiu à REN Gás avançar com a contratação da engenharia do projeto e continuar com as diligências comerciais para a contratação ou pré-contratação de compromissos comerciais firmes com potenciais utilizadores da infraestrutura do projeto “H2GBackbone”.

Com a referida proposta que a REN Gás submeteu à MAEn, no passado 20 de junho, é claro que a empresa continua sem conseguir celebrar contratos com os potenciais sete produtores e dois consumidores de hidrogénio verde já identificados na ZILS<sup>3</sup>.

Neste enquadramento, a proposta da REN Gás, para a qual foi solicitado o parecer da ERSE, solicita o reconhecimento e autorização formal por parte do Estado Concedente, com o envolvimento e comprometimento da ERSE, “para que:

- a) sendo o Projeto *H2GBackbone* composto por infraestruturas que asseguram a ligação de produção de hidrogénio local à Rede Nacional de Transporte de Gás (“RNTG”), tais infraestruturas devem integrar-se no objeto da concessão da REN Gasodutos enquanto operador da RNTG, em cumprimento do disposto no artigo 72.º do Decreto-Lei n.º 62/2020;
- b) no momento da passagem deste ativo para a REN Gasodutos, tem a concessionária direito a recuperar das tarifas reguladas aplicáveis à generalidade dos consumidores de gás o valor remanescente do investimento que não esteja ainda contratualizado com produtores, em cumprimento do disposto no n.º 5 do artigo 72.º do Decreto-Lei n.º 62/2020;
- c) os encargos a suportar pelos novos produtores que venham a contratualizar com a REN Gasodutos o acesso ao projeto *H2GBackbone* após a sua passagem para a esfera jurídica da concessionária, deverão devolver a favor da tarifa regulada referida na alínea anterior, os encargos previamente suportados por esta, mediante a aplicação dos mecanismos regulatórios que forem tidos por convenientes para assegurar o regresso ao princípio do utilizador-pagador e assegurar a neutralidade tarifária dos consumidores de gás no longo prazo.”.

---

<sup>3</sup> Fusion Fuel, Win Power, Repsol, GrenH2Atlantic, Smartenergy, Neo Green, Galp, H2GreenSteel, Madoqua.

Em causa está um investimento da REN Gás de 22 milhões de euros e um apoio de 5 milhões de euros do PRR, resultando desde já da RCM n.º 78/2023 a realização de despesa pelo Fundo Ambiental na ordem de 8,32 milhões de euros, repartidos de 2026 a 2030, para a cobertura do risco desta empresa na execução da infraestrutura.

No seu pedido, o Gabinete da MAEn solicita um parecer à ERSE sobre o exposto pela REN Gás, nomeadamente quanto a:

1. Custos e impactos tarifários;
2. Riscos tarifários para o Sistema Nacional de Gás (SNG);
3. Adequabilidade da proposta no âmbito do quadro legal nacional e comunitário e dos contratos de concessão em vigor.

## **2 ANÁLISE DA PROPOSTA**

O pedido em apreciação foi apresentado pela REN Gás que é uma filial da REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. que, por sua vez, controla a REN Gasodutos. Apenas esta última, e não a requerente, é uma empresa economicamente regulada pela ERSE por ser a entidade concessionária da RNTG, que detém o conjunto das infraestruturas de serviço público destinadas ao transporte de gás em alta pressão, bem como as infraestruturas para a respetiva operação.

Tal como reiterado nos pareceres anteriores, a ERSE reconhece a importância estratégica que terá a concretização atempada deste projeto, por se tratar de uma infraestrutura que veiculará hidrogénio verde na ZILS que ligará os produtores de hidrogénio verde que se venham a instalar na região às indústrias, aí instaladas ou a instalar, que o possam vir a consumir. Adicionalmente, garantir o financiamento através do PRR é uma oportunidade única que não deve ser desperdiçada, atento o atual estado de maturidade da tecnologia. Porém, identificam-se constrangimentos de natureza legal e regulatória, bem como riscos para o SNG, que não permitem o deferimento da pretensão apresentada pela REN Gás.

### **IMPACTE TARIFÁRIO**

Face aos elementos à disposição, efetuou-se uma avaliação do potencial impacto médio deste investimento na atividade regulada de Transporte de gás, cujos proveitos são recuperados pela tarifa de

Uso da Rede de Transporte, no pressuposto implícito na solicitação da REN de que o custo deste investimento é suportado pelos consumidores do SNG.

Na atividade de transporte de gás os custos com os investimentos são regulados por uma metodologia do tipo *rate of return*, em que o valor do ativo líquido de amortizações e subsídios dos investimentos aprovados pelo concedente é remunerado a uma taxa que reflete o custo de capital da atividade e são reconhecidas as amortizações dos investimentos. A taxa de remuneração é parcialmente indexada à evolução das *yields* das Obrigações do Tesouro a 10 anos. No ano gás 2024-2025, a taxa considerada foi de 5,26%.

Aos gastos de exploração é aplicada uma metodologia de regulação por incentivos à eficiência económica, do tipo *revenue cap*, em que a componente variável dos gastos de exploração, que representa 10% dos proveitos alocados aos gastos de exploração, varia com a capacidade instalada na ótica comercial (em Euros/MWh/dia). A meta de eficiência aplicada aos gastos de exploração é de 2%, deduzida da inflação.

Efetuaram-se duas simulações, que diferem por considerarem ou não o financiamento do PRR, isto é, para valor de investimentos a recuperar nas tarifas de 17 milhões de euros e de 22 milhões de euros, respetivamente. Estas simulações pressupõem a entrada em exploração do investimento em 2024.

Assim, e de acordo com a metodologia de regulação aplicada à atividade de transporte do gás, o efeito deste investimento, num ano de cruzeiro, representa um aumento de proveitos a recuperar pela tarifa de transporte de gás, mais concretamente no CAPEX<sup>4</sup>, em ano gás, entre cerca de 1,3 milhões de euros e 1,7 milhões de euros consoante se considere, ou não o financiamento do PRR.

Este montante representa entre 2,5% e 3,2% do CAPEX da atividade de transporte de gás considerado nas tarifas 2024-2025, que correspondeu a 52,15 milhões de euros. O incremento no CAPEX corresponde ainda a um intervalo entre 1,7% e 2,2% do total do proveito a recuperar pela tarifa de transporte de gás, incluindo os ajustamentos aos proveitos de anos anteriores<sup>5</sup>, que atingiu 74,9 milhões de euros.

---

<sup>4</sup> *Capital Expenditure*, ou seja, a remuneração do ativo líquido adicionado das amortizações.

<sup>5</sup> Os proveitos de uma atividade regulada recuperados pela respetiva tarifa incluem as previsões para os proveitos permitidos no ano gás em causa e os ajustamentos aos proveitos permitidos dos anos anteriores. De um modo genérico, o ajustamento definitivo aos proveitos permitidos (associado ao último ano civil fechado, s-2) corresponde à diferença entre os proveitos reais e auditados desta atividade em s-2 e os montantes faturados na tarifa nesse ano.

Se este investimento fosse incluído nos proveitos a recuperar da atividade de transporte do gás para o ano gás 2024-2025, o incremento dos proveitos unitários da atividade de transporte de gás<sup>6</sup>, face ao ano gás 2023-2024, situar-se-ia entre 15,7% e 16,3%, em lugar de 13,8%.

#### **AVALIAÇÃO DA INTEGRAÇÃO DO INVESTIMENTO NA CONCESSÃO DA REN GASODUTOS**

Adicionalmente, importa avaliar a possibilidade de integrar a infraestrutura “H2GBackbone” no objeto da concessão da REN Gasodutos, tendo em conta a perspetiva da legislação europeia e nacional.

Atualmente, o Parlamento Europeu e o Conselho da União Europeia já aprovaram as alterações da Diretiva n.º 2009/73/CE (Diretiva) e do Regulamento 715/2009 (Regulamento), relativos aos mercados internos do gás renovável, do gás natural e do hidrogénio. Os novos diplomas não foram, contudo, ainda publicados no Jornal Oficial da União Europeia, não estando por isso ainda em vigor. De lembrar que o Regulamento entra em vigor 20 dias após a sua publicação e é imediatamente vinculativo aos Estados-Membros.

Esta nova legislação europeia vem estabelecer a regulação de um novo setor energético que surge com a materialização da produção, transporte/distribuição e utilização de hidrogénio, concretizado por uma infraestrutura e um mercado dedicados exclusivamente ao hidrogénio. Por sua vez e em linha com o antecipado pela legislação nacional, através do Decreto-Lei n.º 62/2020, é facilitada a integração dos gases renováveis ou de baixo teor de carbono na atual rede de gás natural e o seu acesso ao mercado grossista europeu de gás natural. Adicionalmente, são avançadas regras harmonizadas para a qualidade do gás, permitindo uma percentagem máxima de mistura de hidrogénio no gás natural, e assegurando acesso dos gases renováveis ou de baixo teor de carbono aos armazenamentos de gás e aos terminais de GNL. A nova Diretiva deverá ser transposta pelo Estado-Membro num prazo de dois anos a contar da sua entrada em vigor, sem prejuízo das obrigações de *stand-still*.

Sendo verdade que a atividade de transporte de hidrogénio à luz da nova legislação europeia será regulada, os Estados-Membros deverão designar um ou mais operadores de rede de transporte de hidrogénio, sujeitos a um processo de certificação pela entidade reguladora. Todavia, no caso português, este operador ainda está por designar. Acresce ainda que a requerente não é sequer concessionária, nem entidade

---

<sup>6</sup> Proveito a recuperar pela tarifa dividido pelas quantidades transportadas. Para o ano gás 2024-2025, previu-se 56,5 TWh de saídas da RNTG, enquanto nas tarifas 2023-2024 previa-se 60,8 TWh.



regulada pela ERSE, não tendo dirigido o pedido a esta Entidade Reguladora, apesar de junto do Estado Concedente pretender obter o comprometimento de uma entidade reguladora independente<sup>7</sup>.

A legislação nacional em vigor, em particular o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, não estabelece a regulação da atividade associada ao transporte e distribuição de hidrogénio. Na sua definição, o gás que o SNG veicula corresponde a uma “mistura homogénea de gás natural e outros gases, nas quotas estipuladas ...”. Deste modo e no quadro da legislação europeia e nacional em vigor, as redes destinadas a veicular exclusivamente hidrogénio não fazem parte do regime jurídico do SNG e deverão ser objeto de regulação específica no quadro do novo setor do hidrogénio.

Neste pressuposto, as infraestruturas de veiculação de hidrogénio da Agenda “H2 Green Valley” não estão, no quadro legal vigente, associadas a serviços regulados. Acresce que a nível nacional, ainda não foi designado o operador da rede de hidrogénio sujeito à regulação da ERSE.

Além disso, a nova Diretiva prevê a regra geral de separação jurídica e contabilística entre operadores da rede de transporte de hidrogénio e operadores da rede de transporte de gás natural (Artigos 69.º e 70.º). Neste âmbito, as derrogações que permitem que o (atual) operador da rede de transporte de gás possa ser também operador da rede de transporte de hidrogénio, dependem sempre de uma decisão do Estado-Membro, com base numa análise de custo-benefício, que seja publicamente acessível e que obtenha parecer positivo da entidade reguladora (Artigos 63.º e 69.º da Diretiva ainda por publicar). Tal derrogação tem de ser comunicada à Comissão Europeia e implica a publicação de uma avaliação do impacto da derrogação na transparência, subsídias cruzadas, tarifas de acesso e comércio transfronteiriço. No caso, estas condições não estão preenchidas.

Relativamente à possibilidade de transferências financeiras de ativos (infraestruturas) e de mecanismos regulatórios de subsidiação entre setores, importa ter em conta o artigo 5.º do novo Regulamento UE (por publicar).

Neste âmbito, o princípio geral é de que as bases de ativos regulados devem ser separadas por vetor energético (eletricidade, gás natural e hidrogénio), com a consequente proibição de transferências.

---

<sup>7</sup> Página 4 do requerimento.

Podem ser autorizadas, pelos Estados-Membros e pelas entidades reguladoras, transferências financeiras entre serviços regulados de gás natural, hidrogénio ou eletricidade, em condições legalmente previstas, desde que a entidade reguladora tenha determinado que o financiamento dessas redes a serem transferidas não é viável apenas através de tarifas de acesso à rede pagas pelos seus utilizadores. A entidade reguladora deve considerar, na sua avaliação, o valor das transferências financeiras projetadas e a subsidiação cruzada resultante entre os utilizadores das respetivas redes e a relação custo-benefício dessas transferências. Porém, no caso, a ERSE não está em condições de concluir, sem demais, que as tarifas de rede não são suficientes face ao “elevado potencial e dimensão do mercado de H2 naquela zona” descrito pelo requerente.

Adicionalmente, o Regulamento UE dispõe que a entidade reguladora pode autorizar a transferência financeira apenas se esta for aprovada para um período limitado de tempo, que não pode exceder um terço do período de depreciação restante da infraestrutura em questão, o que parece referir-se a infraestrutura já existente e não a projetos de infraestrutura futura, como é o caso do projeto “H2GBackbone”. No caso, por natureza, esta condição não se afigura suscetível de ser preenchida: o ativo “H2GBackbone”, não tendo ainda sido construído, não permite determinar o período de tempo de depreciação da infraestrutura em questão.

Por todas estas razões, a solução em vigor, de utilização das verbas do Fundo Ambiental com recuperação futura a favor do Estado assim que a infraestrutura estiver operacional, parece ser mais conforme ao espírito da nova legislação europeia, no que diz respeito à alocação inter-temporal da recuperação de investimentos de arranque do setor de hidrogénio (artigo 5.º do mesmo Regulamento). Além disso, como fez refletir no considerando 10 do novo Regulamento UE, podem ser prestadas garantias de Estado, desde que compatíveis com o Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia.

### **3 PARECER**

No quadro da Agenda “H2 Green Valley”, a REN Gás propôs-se avançar com a concretização do projeto “H2GBackbone”, infraestrutura de veiculação de hidrogénio verde a ser produzido na ZILS, de forma a não serem perdidos os fundos comunitários já atribuídos no quadro do PRR. Pela importância do projeto, esta questão já tinha sido colocada pela REN Gás em 2023, para um montante inferior, tendo sido resolvida através da RCM n.º 78/2023 que autorizou o Fundo Ambiental a realizar transferências para a cobertura do risco da execução da infraestrutura objeto desta Agenda.

Como exposto no presente Parecer, considera-se que a proposta apresentada pela REN Gás - que nem sequer é concessionária, nem empresa regulada -, não reúne por ora as condições para obter deferimento nos termos requeridos. Afigura-se-nos aconselhável optar por uma solução que, por um lado, não necessite que se aguarde pela entrada em vigor de novos instrumentos legislativos relativos ao setor do hidrogénio e, por outro lado, que não necessite da designação num curto prazo, por parte do Concedente, de um operador das redes de hidrogénio.

Assim, realçando que a legislação em vigor (e.g. o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto) não permite que sejam os consumidores de gás a subsidiar a “Agenda H2 Green Valley”, nem as condições no novo Regulamento UE se afiguram preenchidas, a ERSE sugere que se mantenha o atual modelo estabelecido na RCM n.º 78/2023, com eventual alteração do valor do financiamento por parte do Fundo Ambiental, ou que seja ponderada a emissão de garantia de Estado (como refletido no considerando 10 no novo Regulamento UE). Considera-se assim adequada a solução, encontrada no quadro da RCM n.º 78/2023, de cobrir um risco identificado através do fundo do Estado associado à economia verde, permitindo uma concretização atempada do projeto que seja compatível com o seu financiamento através do PRR.

Com efeito, considera-se apropriado que, até que um (ou mais) cliente âncora esteja em condições de utilizar a rede de hidrogénio que a REN Gás pretende construir, os custos continuem a ser transitariamente suportados por verbas do fundo do Estado associados à economia verde, em antecipação ao desenvolvimento da economia do hidrogénio verde em Sines. Nesse quadro, logo que se ligar o primeiro cliente-âncora, essas transferências acumuladas poderão ser recuperadas a favor do Estado, de forma alisada nas tarifas a praticar e a pagar pelos utilizadores da infraestrutura de hidrogénio, numa ótica de utilizador-pagador.

Entretanto, revela-se pertinente que comecem a ser analisadas soluções para a configuração nacional do futuro setor de hidrogénio, em linha com a legislação europeia, que brevemente será publicada, e com algumas das experiências de outros Estados-Membros que já avançaram nesse quadro, de modo a acautelar a sua implementação adequada e a assegurar clareza legislativa e regulatória para os agentes do setor. A ERSE encontra-se ao dispor para contribuir para esse desígnio.

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, em 10 de julho de 2024

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.

