

## PARECER

### PROJETO H2 *GREEN VALLEY* DA REN GÁS

Junho 2023

**Consulta:** Secretaria de Estado da Energia e Clima 25/5/2023

**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 19/12/2025:

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, aspectos que tenham sido destacados pela ERSE no parecer.

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>ENQUADRAMENTO .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>APRECIAÇÃO .....</b>	<b>2</b>
2.1	Informação disponibilizada sobre o projeto .....	2
2.2	Avaliação da ERSE.....	5
2.2.1	Necessidade estratégica de concretização de um projeto de veiculação de hidrogénio verde na Zona Industrial e Logística de Sines .....	5
2.2.2	Necessidade de um plano alternativo que garanta a mitigação do risco da execução desta infraestrutura.....	7
2.2.3	Alternativa de incorporação dos ativos de veiculação de hidrogénio verde nos ativos da atual concessão da REN Gasodutos .....	8
2.2.4	Alternativa de utilização de verbas de fundo do Estado associado à economia verde.....	9
<b>3</b>	<b>CONCLUSÕES .....</b>	<b>12</b>

Correspondendo a solicitação externa do Gabinete da Secretaria de Estado da Energia e Clima, rececionado a 26/5/2023 (R-Tecnicos/2023/2390), a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) emite o seguinte parecer.

## **1 ENQUADRAMENTO**

Em 3/3/2023, a Chefe do Gabinete de Sua Excelência a Secretaria de Estado da Energia e Clima, enviou à ERSE um pedido de parecer relativamente ao projeto “H2 Green Valley”, a ser desenvolvido em Sines, e em relação aos cenários avançados pela REN para a sua concretização atempada para poder beneficiar do financiamento a que se candidatou no quadro do Plano de Recuperação e Resiliência (PRR).

Sobre este pedido, a 10 de abril, a ERSE enviou o seu parecer, referindo que “*... para que se possa fazer uma avaliação adequada e fundamentada, a ERSE identifica a necessidade da proposta desse projeto, detalhar mais adequadamente a informação disponível, nomeadamente em termos da procura a abastecer e da clarificação dos montantes totais e a cujo financiamento se candidata. Sem se dispor dessa informação adicional, não será possível à ERSE pronunciar-se sobre a razoabilidade económica do projeto em causa.*

Na sequência do parecer da ERSE, em 21/5/2023 a Chefe do Gabinete de Sua Excelência a Secretaria de Estado da Energia e Clima solicitou à REN a informação adicional em causa, referindo a importância dessa informação para que pudesse ser emitido parecer fundamentado por parte da ERSE. Para tal, a informação deveria permitir demonstrar o mérito da concretização do projeto, designadamente uma análise custo-benefício e de indicadores de desempenho que, depois do projeto concretizado, permitissem comprovar o seu mérito e o cumprimento dos objetivos propostos. A informação deveria ainda conter informação sobre os custos, em particular sobre a forma como surgirão ao longo do tempo de concretização do projeto e a sua divisão entre as duas fases do projeto. Finalmente, em causa estaria o valor previsto do financiamento pelo PRR, para a primeira fase do projeto e o seu peso relativo face ao total do custo dessa fase.

Em 26/5/2023, a Chefe do Gabinete de Sua Excelência a Secretaria de Estado da Energia e Clima transmitiu à ERSE a informação recebida da REN, solicitando a emissão de novo parecer, com base na informação adicional.

O presente Parecer teve em consideração a informação entretanto disponibilizada pelo Gabinete da Secretaria de Estado da Energia e Clima, complementando o parecer anterior emitido pela ERSE.

## **2 APRECIAÇÃO**

### **2.1 INFORMAÇÃO DISPONIBILIZADA SOBRE O PROJETO**

De acordo com a informação veiculada no pedido de parecer, “a REN Gás, S.A. candidatou a financiamento do PRR a Agenda H2 Green Valley com o objetivo de desenvolver infraestruturas de hidrogénio (gasoduto, compressão e armazenamento), a partir das quais seria criada na Zona Industrial e Logística de Sines o primeiro *hub* de H2”. O projeto “H2GBackbone” surge como a componente central a ser desenvolvida pela REN Gás S.A. (REN) no seio do consórcio do projeto “H2 Green Valley”.

Segundo a REN, os objetivos estratégicos do projeto “Agenda H2 Green Valley” são:

- Aumentar o perfil nacional de especialização no setor do H2 verde;
- Acelerar a trajetória de descarbonização da Economia;
- Redução da dependência energética externa e aumento das exportações nacionais;
- Promover a competitividade da economia do H2 otimizando os custos de infraestruturação e utilização do território.

Por sua vez, a REN apresenta os seguintes Objetivos Operacionais para o projeto:

- Desenvolvimento de uma infraestrutura de transmissão de H2 verde com otimização do armazenamento e compressão em tempo real;
- Desenvolvimento de um sistema de injeção e mistura na rede de gás natural;
- Adaptação da rede de distribuição de gás de Sines para H2;
- Desenvolvimento de equipamentos para implementar um programa piloto de conversão de consumidores finais para H2, como demonstrador para um futuro totalmente descarbonizado.

As metas do projeto “Agenda H2 Green Valley” apresentadas pela REN são:

- Criação de 4 novos serviços de rede para hidrogénio;
- Redução das emissões de CO<sub>2</sub> em 1% até 2027 e 2% até 2030;
- Diminuição da dependência energética externa do país em 2% até 2030.

De acordo com a REN, as infraestruturas do projeto “H2GBackbone” disponibilizarão serviços de ligação entre produtores e consumidores locais, ligação à Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG) e flexibilidade. É também referido que as infraestruturas a desenvolver serão críticas para vários projetos de produção e consumo de hidrogénio previstos para Sines, sendo identificado como apoiantes do projeto um conjunto de potenciais clientes para a sua utilização.

Na apresentação referida, a REN informa que o investimento total (CAPEX) da Agenda H2 Green Valley, nas condições de mercado atual, seria de 34 M€ e que o investimento associado ao projeto “H2GBackbone” seria aproximadamente de 26 M€, a ser construído em duas fases. A primeira dessas fases implica a construção de parte da infraestrutura de 16” do anel previsto (9,1 km) e a estação de compressão. Esta fase foi candidata ao financiamento por parte do PRR e, para poder dele beneficiar, terá de ter o seu comissionamento assegurado até ao final de 2025. A segunda fase do projeto “H2GBackbone”, com comissionamento previsto para 2030, prevê a construção da restante infraestrutura de 16” do anel (17,2 km) e um sistema de armazenamento a 200 bar.

Adicionalmente é informado que “a REN refere que a viabilização deste investimento carece de um compromisso e decisão final de pelo menos um cliente âncora”, e que “os clientes âncora potenciais contactados pela REN, em particular os promotores do GreenH2Atlantic, afirmam que não se encontram em condições de assumir o compromisso de decisão final de investimento antes do final de 2023”.

Por sua vez, é referido que a execução do projeto por parte da REN “está limitada por aquilo que são os prazos máximos previstos no quadro do PRR, nomeadamente dezembro de 2025” e “que para cumprir os calendários e manter o financiamento, necessitam de tomar uma decisão final de investimento até junho de 2023”.

É também informado que “a REN afirma que o projeto H2 Green Valley não reúne assim as condições para assinatura do contrato de financiamento do IAPMEI” e “que é necessário um plano alternativo que garanta a mitigação do risco da execução desta infraestrutura e que os custos não podem ser suportados apenas pelo seu operador”. De acordo com a REN, “as medidas específicas a aplicar devem mitigar o risco dos

custos de investimento a incorrer com estas infraestruturas, até que um cliente âncora esteja em condições de utilizar a rede”.

O Gabinete da Secretaria de Estado da Energia e Clima solicita parecer da ERSE sobre as duas possibilidades alternativas avançadas pela REN que permitiriam, de modo atempado, poder beneficiar do financiamento a que a REN se candidatou no quadro do PRR:

1. “Os investimentos serem completados em tempo útil pela REN, garantindo assim o acesso à subvenção do PRR, sendo que, até que um cliente âncora esteja em condições de utilizar a rede, o custo, incluindo as amortizações e uma remuneração base idêntica à fixada para ativos de gás, seja transitoriamente suportado por verbas de fundo do Estado associado à economia verde, em antecipação ao desenvolvimento da economia do hidrogénio verde em Sines.

Quando se ligar o primeiro cliente-âncora, essas transferências acumuladas seriam recuperadas a favor do Estado, de forma alisada nas tarifas a praticar e a pagar pelos utilizadores da infraestrutura.”

2. “Uma vez construídos, incorporação dos ativos de hidrogénio na atual concessão da REN Gasodutos, sendo considerados ativos de interligação e fornecimento da economia do H2, com integração na tarifa do gás. Verificar-se-ia até que o primeiro cliente âncora de Sines estivesse ligado, passado assim este(s) a suportar os encargos da infraestrutura”.

De acordo com a REN, estas soluções permitiriam avançar com os investimentos nos prazos a contratualizar no quadro do PRR e a ligação dos clientes mais tarde, para além de assegurar a utilização das subvenções e a gestão do risco da infraestrutura até à ligação do cliente âncora.

A REN indica que o custo corresponderia: “à amortização do ativo e remuneração igual à fixada pela ERSE para a rede de gás em alta-pressão e custos de manutenção. Aproximadamente, 2,6M€/ano após 2025 até à entrada em serviço do primeiro cliente âncora”.

## 2.2 AVALIAÇÃO DA ERSE

### 2.2.1 NECESSIDADE ESTRATÉGICA DE CONCRETIZAÇÃO DE UM PROJETO DE VEICULAÇÃO DE HIDROGÉNIO VERDE NA ZONA INDUSTRIAL E LOGÍSTICA DE SINES

Tendo em conta o atual estado do conhecimento, o atingir de uma sociedade neutra em carbono em 2050 só será possível com o desenvolvimento adequado do vetor do hidrogénio verde. Essa descarbonização da sociedade será conseguida através de uma penetração sistemática das fontes de energia renovável de carácter endógeno, que suportada numa eletrificação profunda da sociedade irá permitir assegurar o primado da eficiência energética e da utilização adequada de recursos. Para além do consumo de biogás, uma economia circular da energia irá relevar a importância do hidrogénio, produzido a partir de electricidade de origem renovável, que irá ser consumido nos processos industriais que, por envolverem processos de alta temperatura, não são custo-eficazes quando eletrificados. É também uma expectativa o impacto que poderá ter a produção de combustíveis sintéticos a partir deste hidrogénio “verde”.

É neste quadro que a ERSE reconhece a importância estratégica de dimensão nacional que terá a concretização atempada de um projeto de infraestruturas para a veiculação de hidrogénio verde na Zona Industrial e Logística de Sines que ligue 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. Tal como previsto para esta e para outras potenciais zonas do país, o financiamento através do PRR é uma oportunidade única que não deverá ser desperdiçada, atento o atual nível de maturidade da tecnologia.

É assim que surge a proposta do projeto “H2GBackbone” apresentado no quadro da “Agenda H2 Green Valley” apresentado pela REN e envolvendo como promotores do projeto um conjunto de parceiros de reconhecido mérito.

Por outro lado, reconhece-se o facto de ser a REN a entidade em melhores condições para liderar um projeto deste tipo, quando o consórcio do projeto que lidera envolve como promotores as entidades que são apresentadas como parceiras.

De acordo com a informação da REN agora apresentada (“H2GBackbone – Prefeasibility Study”), este projeto será realizado em 2 fases, Fase I e Fase II.

Na Fase I, a entrar em produção em 2026, está previsto um único produtor de Hidrogénio (H2 Atlântico, com cerca de 100 MW) que abastece a Refinaria da Galp (3 008 ton/ano) e a injeção (através do H2Blend) na rede de transporte da REN Gasodutos (7 008 ton /ano).

Na Fase II, a entrar em produção em 2030, está previsto um conjunto de 3 produtores de hidrogénio verde (eletrolisadores) com uma potência total de cerca de 500 MW, instalações de consumidores de Hidrogénio (68 000 ton), um terminal de exportação de hidrogénio liquefeito (18 000 ton) e instalações de armazenamento. De acordo com as estimativas da REN, a procura será em 2026 de 9300 ton passando a partir de 2031 e até 2045 a ter valores por volta das 39 000 ton. Entre as instalações de consumo encontra-se a Refinaria da Galp, a rede de transporte da REN Gasodutos, uma central de amónia e um terminal de exportação de Hidrogénio Líquido.

A REN apresentou igualmente um estudo de viabilidade do projeto *H2GBackbone*, de autoria da empresa de consultadoria Magellan Circle.

Esse estudo determina os valores das tarifas de *break-even* necessárias para atingir uma Taxa Interna de Rentabilidade consistente com o contexto regulatório.

Descrevem-se de seguida, de forma resumida, os pressupostos desse estudo:

#### CAPEX

Os investimentos associados às Fases I (2023 a 2025) e II (2027 a 2029) em milhares de euros, são disponibilizados. De referir que os investimentos dos três primeiros anos entram em exploração em 2026 enquanto o investimento remanescente entra em exploração em 2030, sendo amortizados num período de 20 anos. É esperado um subsídio governamental de 30% do investimento em 2025.

Adicionalmente os custos de R&D totalizam 665 K€ sendo neste estudo capitalizados e amortizados durante 20 anos, a partir de 2024. O estudo assume que esses custos, relacionados com a atividade de transporte beneficiam de um subsídio de 40%.

#### OPEX

Os custos operacionais esperados apresentam duas componentes: custos fixos estimados como uma percentagem do CAPEX (2.5% para o transporte e 1.5% para o armazenamento) e custos de energia

baseados no consumo estimado (3750 MWh). O estudo considera que o preço da energia inicial em 2026 é de 100€/MWh e aumenta com a taxa de inflação e que 95% do consumo de energia está relacionado com a atividade de transporte.

### **Receitas**

As receitas do projeto têm origem nas tarifas das seguintes atividades: transporte, armazenamento e injeção/extracção. As duas últimas estão agrupadas no projeto de armazenamento. Durante o período não regulado, as tarifas de transporte são fixadas em dois períodos: de 2026 a 2030, a tarifa prevista é de 20,45 centimos de euro/Kg (a preços de 2022); para o segundo período (a partir de 2031), estima-se uma tarifa de equilíbrio para fornecer uma TIR-alvo (6,7%). Relativamente ao serviço de armazenagem são consideradas duas componentes: uma componente fixa e constante com início em 2030 (301 K€/ton) e uma componente variável dependente de tarifas implícitas por unidade de injeção/extracção em dois períodos: de 2026 a 2034 e de 2035 em diante. As duas tarifas são definidas de forma a produzir a TIR alvo em cada período, assumindo um valor terminal igual ao imobilizado líquido. Assume-se que todas as tarifas variáveis aumentam à taxa de inflação (2%).

Para o caso não regulado, o estudo assume dois períodos para as tarifas de transporte. De 2026 a 2030, a tarifa esperada é de €20,45 centimos/Kg (a preços de 2022). Para o segundo período (a partir de 2031), a tarifa de equilíbrio é de € 5,49 centimos/Kg (a preços de 2022). Para o serviço de armazenagem, as duas tarifas de equilíbrio são de € 14,95 centimos/kg para armazenagem (de 2026 a 2034) e € 7,27 centimos/kg (a partir de 2035).

Para um custo de capital de 5%, o VAL do projeto é de € 2,7 milhões de euros.

### **2.2.2 NECESSIDADE DE UM PLANO ALTERNATIVO QUE GARANTA A MITIGAÇÃO DO RISCO DA EXECUÇÃO DESTA INFRAESTRUTURA**

Considerando a ERSE os méritos do projeto, fica por resolver a preocupação apresentada pela REN de, para poder beneficiar do financiamento do PRR, ter de assumir o risco de uma decisão final de investimento no projeto antes de conseguir assegurar o compromisso de um cliente-âncora que lhe permita viabilizar economicamente o projeto.

Nesse sentido, comprehende-se a abordagem realizada pela REN e analisaram-se as duas alternativas que foram apresentadas. Com base na informação disponibilizada não é possível desenhar uma outra alternativa melhor.

### 2.2.3 ALTERNATIVA DE INCORPORAÇÃO DOS ATIVOS DE VEICULAÇÃO DE HIDROGÉNIO VERDE NOS ATIVOS DA ATUAL CONCESSÃO DA REN GASODUTOS

A REN avança com duas possibilidades alternativas, que permitiriam a concretização do projeto *H2GBackbone*, de modo atempado para poder beneficiar do financiamento a que se candidatou no quadro do PRR.

Não se considera viável a segunda das alternativas apresentadas pela REN de incorporação dos ativos de veiculação de hidrogénio verde nos ativos da atual concessão da REN Gasodutos no atual contexto nacional. Essa alternativa passava por “uma vez construídos, incorporação dos ativos de hidrogénio na atual concessão da REN Gasodutos, sendo considerados ativos de interligação e fornecimento da economia do H2, com integração na tarifa do gás. Verificar-se-ia até que o primeiro cliente âncora de Sines estivesse ligado, passado assim este(s) a suportar os encargos da infraestrutura”.

A interdição dessa possibilidade é um dos temas que constam das propostas de regulamentação europeia atualmente em discussão quando se identifica que o caminho para a penetração do hidrogénio verde na sociedade não se pode basear numa subsidiação cruzada entre os atuais consumidores do setor do gás natural e os beneficiários futuros da veiculação de hidrogénio verde. É a isso que se refere o “*unbundling*” horizontal previsto entre o setor do gás natural e o setor do hidrogénio nas referidas propostas de regulamentação.

Por sua vez, também já durante o processo de Consulta Pública n.º 99 da ERSE à proposta de PDIRG-2021, foi identificada a importância de existir muita prudência quanto a esta questão, nomeadamente no realce que lhe foi dado pelo comentário do Conselho Tarifário da ERSE de que, “tendo em conta (i) a natureza meramente indicativa das trajetórias de incorporação de hidrogénio para o horizonte 2040-2050, que serão certamente alvo de clarificação e decisão futura pelo Concedente, (ii) o conhecimento existente sobre a matéria que carece de aprofundamento, deverá existir máxima ponderação na abordagem aos projetos de investimento que venham a ser considerados no âmbito do eixo nacional de transporte de hidrogénio em futuros PDIRG, assegurando a necessária análise custo-benefício. Tratando-se de investimentos muito

elevados e resultantes de opções de política energética, exigirá o recurso a fontes de financiamento comunitárias e/ou nacionais antecipadamente previstas com o propósito de minimizar o impacto tarifário destes futuros projetos”.

Essa especial prudência deverá assegurar que qualquer investimento a ser incorporado nos ativos a remunerar pelo setor do gás deva, simultaneamente, i) minimizar as situações futuras de ativos ociosos e, consequentemente, de «custos afundados» para o setor energético, e ii) maximizar as situações de ativos que, sendo relevantes e valiosos para o futuro do setor energético, garantam preços razoáveis e acessíveis para os consumidores de gás, na atualidade e no médio/longo prazo. Será no equilíbrio entre estes dois objetivos que residirá uma das chaves de sucesso da transição energética.

Neste mesmo quadro de prudência deverão ser colocados todos os investimentos em infraestruturas de hidrogénio verde que envolvam o “blending” desse hidrogénio com o gás natural. Admitindo-se há algum tempo atrás que essas situações poderiam acontecer, pelo menos conceptualmente e apesar dos aspectos económicos envolvidos, é hoje cada vez mais claro que o quadro legislativo europeu não as pretende incentivar, apesar de se reconhecer que a sua adoção facilitaria o desenvolvimento da produção de hidrogénio.

Pelo atras referido, considera-se que a segunda possibilidade apresentada pela REN se revela de difícil concretização, sendo aconselhável aguardar pela aprovação do Pacote de Hidrogénio e descarbonização dos mercados de Gás, que integra a nova diretiva e o regulamento relativos a regras comuns para os mercados internos do gás natural e gases renováveis e do hidrogénio, que se espera venha a ocorrer no final deste ano. Consequentemente o exercício de estimativa dos eventuais impactos deste investimento nas tarifas de gás não parece ser adequado por a regulamentação europeia poder não o permitir.

#### **2.2.4 ALTERNATIVA DE UTILIZAÇÃO DE VERBAS DE FUNDO DO ESTADO ASSOCIADO À ECONOMIA VERDE**

Nesse sentido, considera-se adequada a primeira das possibilidades avançada pela REN de cobrir o referido risco através de fundo do Estado associado à economia verde, permitindo uma concretização atempada do projeto compatível com o financiamento através do PRR e garantindo-se que este projeto não comprometa a sustentabilidade económica do SNG.

Com efeito, considera-se adequado que, até que um cliente âncora esteja em condições de utilizar a rede de hidrogénio, os custos sejam transitoriamente 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, numa ótica de utilizador-pagador.

Nas tabelas seguintes, são apresentados os valores anuais e acumulados associados à recuperação desses custos pelo Fundo Ambiental, no pressuposto dos mesmos refletirem os princípios seguidos para efeitos tarifários para a remuneração dos ativos das infraestruturas de alta pressão. Nesse contexto, o valor da remuneração corresponde ao valor resultante da aplicação de uma taxa de remuneração<sup>1</sup> no ativo, líquido de comparticipações e subsídios, adicionado do valor da amortização do ativo. Realizaram-se duas simulações, consoante o investimento beneficia ou não de um subsídio. Os principais pressupostos considerados nessas simulações foram:

- valor do investimento de 26 milhões de euros;
- ano de entrada em exploração, 2026;
- período de vida útil de 20 anos;
- taxa de remuneração de 5,3% (taxa de referência para o período de regulação que iniciará em 2024);
- subsídio ao investimento que representa 30% do seu valor.

Observa-se, por exemplo, que se o cliente-âncora se ligar em 2028, o Fundo Ambiental suportará um valor acumulado de 7,01 milhões de euros caso o investimento não tenha beneficiado de subsídio ao investimento e de 4,95 milhões de euros caso tenha beneficiado. Passados dois anos, estes valores aumentam para 11,88 milhões de euros e 8,32 milhões euros, respetivamente.

---

<sup>1</sup> A taxa reflete o custo de oportunidade do capital investido.

**Tabela 1 – Financiamento anual do Fundo ambiental sem subsídio ao investimento**

	Unidade: milhões de euros									
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	...	2045
Valor anual	1,99	2,57	2,51	2,44	2,37	2,30	2,23	2,16		1,33
Valor acumulado	1,99	4,57	7,07	9,51	11,88	14,18	16,41	18,57		39,13

**Figura 2 - Financiamento anual do Fundo ambiental com subsídio ao investimento**

	Unidade: milhões de euros									
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	...	2045
Valor anual	1,40	1,80	1,75	1,71	1,66	1,61	1,56	1,51		0,93
Valor acumulado	1,40	3,20	4,95	6,66	8,32	9,92	11,49	13,00		27,39

### 3 CONCLUSÕES

A ERSE apresenta, ao abrigo das competências consultivas previstas nos seus Estatutos, o parecer que lhe foi solicitado relativamente ao projeto “Agenda H2 Green Valley”, a ser desenvolvido em Sines, e em relação aos cenários avançados pela REN para a sua concretização atempada para poder beneficiar do financiamento a que se candidatou no quadro do PRR.

Tendo em conta o atual estado do conhecimento, o atingir uma sociedade neutra em carbono em 2050 só será possível com o desenvolvimento adequado do vetor do hidrogénio verde. É neste quadro que a ERSE reconhece a importância estratégica de dimensão nacional que terá a concretização atempada de um projeto de infraestruturas para a veiculação de hidrogénio verde na Zona Industrial e Logística de Sines que ligue 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. Tal como previsto para esta e para outras potenciais zonas do país, o financiamento através do PRR é uma oportunidade única que não deverá ser desperdiçada, atento o atual estado de maturidade da tecnologia.

É assim que surge a proposta do projeto “H2GBackbone” constante no quadro da “Agenda H2 Green Valley” apresentado pela REN e envolvendo como promotores do projeto um conjunto de parceiros de reconhecido mérito.

Do conjunto de informação disponibilizado recentemente pela REN salientam-se os seguintes:

- a) Memória\_descritiva da Agenda H2 Green Valley
- b) *Pre-Feasibility Study* do H2GBackbone
- c) *Economic viability study*\_do H2GBackbone
- d) Memorandos de entendimento (MoU) entre a REN e os potenciais parceiros produtores de H2 verde

Neste conjunto de informação foram disponibilizados os pressupostos considerados sobre a procura a satisfazer, o CAPEX, o OPEX, subsídios previstos incluindo assim os montantes totais e a cujo financiamento a REN se candidata.

Da análise que fez da informação prestada, a ERSE releva que a documentação apresentada sobre a procura mostra que existem interessados na utilização da infraestrutura em análise, mas também incertezas quanto às quantidades que estão definidas, que não se devem considerar garantidas uma vez que os MoU

apresentados, correspondem a condições gerais, assumidas sem caráter vinculativo e sem compromissos firmes quanto a quantidades.

Assim, a análise custo-benefício apresentada deverá ser encarada com prudência, nomeadamente quando associada a valores de NPV baixos, como os apresentados pelos estudos disponibilizados pela REN, uma vez que não integram o risco de incerteza associado. Fundamentalmente está em causa a tomada de decisão sobre o desenvolvimento de uma política associada a um novo vetor energético e sobre a seleção de uma localização para instalação de produtores e consumidores de hidrogénio de origem renovável que corresponderá, neste caso, à região de Sines, que sabemos estar especialmente bem vocacionada para o efeito. A ser concretizado, o “H2GBackbone” será a infraestrutura que permitirá ligar esses produtores a esses consumidores.

Adicionalmente importa avaliar esta proposta de projeto, tendo em conta a perspetiva europeia. Atualmente, ao nível da União Europeia, existe um debate sobre a regulação do novo setor energético que está a surgir com os desenvolvimentos, na produção, transporte/distribuição e uso de hidrogénio verde.

No “Pacote de Hidrogénio e descarbonização dos mercados de Gás”, publicado pela CE em dezembro de 2021 e, mais concretamente na proposta de Diretiva relativa a regras comuns para os mercados internos do gás natural e gases renováveis e do hidrogénio que está atualmente em discussão, aponta-se para uma abordagem regulamentar flexível até 2030 para facilitar a emergência dos mercados de hidrogénio. A proposta de Diretiva permite dois tipos de derrogação. A primeira diz respeito às redes de hidrogénio existentes (artigo 47.º da Diretiva), que podem ser isentas das regras relativas ao acesso regulado de terceiros às redes, aos serviços e tarifas reguladas e à organização como um sistema de entrada-saída e da separação horizontal jurídica e contabilística dos operadores das redes de hidrogénio. Esta derrogação termina, o mais tardar, em 2030. A segunda derrogação diz respeito às redes de hidrogénio que transportam hidrogénio de um ponto de entrada para um número limitado de pontos de saída numa zona geograficamente confinada, industrial ou comercial (artigo 48.º da Diretiva), podendo-lhes ser concedida uma derrogação da separação vertical. Neste caso, a derrogação pode durar para além de 2030, mas caducará se um produtor de hidrogénio renovável concorrente quiser aceder à rede, ou se a rede de hidrogénio isenta ficar ligada a outra rede de hidrogénio.

Após 31 de Dezembro de 2030, a proposta de regulamentação europeia prevê o acesso regulado de terceiros (TPA) às redes de hidrogénio, operadores de redes de hidrogénio com separação de propriedade

horizontal e vertical, serviços e tarifas regulados e redes de hidrogénio organizadas como sistemas de entrada-saída. Por fim, destaca-se da proposta o artigo 63.º da Diretiva que prevê explicitamente que caso um operador de rede de hidrogénio faça parte de uma empresa ativa no transporte ou distribuição de gás natural ou de electricidade, deve ser independente, pelo menos em termos de forma jurídica, com o objetivo de evitar subsidiações cruzadas entre os consumidores de gás natural e os consumidores de hidrogénio.

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”, a ERSE concorda com a alternativa proposta pela REN de que os investimentos sejam “completados em tempo útil pela REN, garantindo assim o acesso à subvenção do PRR, sendo que, até que um cliente âncora esteja em condições de utilizar a rede, o custo, incluindo as amortizações e uma remuneração base idêntica à fixada para ativos de gás, seja transitoriamente suportado por verbas de fundo do Estado associado à economia verde, em antecipação ao desenvolvimento da economia do hidrogénio verde em Sines. Quando se ligar o primeiro cliente-âncora, essas transferências acumuladas seriam recuperadas a favor do Estado, de forma alisada nas tarifas a praticar e a pagar pelos utilizadores da infraestrutura.”.

Segundo as estimativas da ERSE, o Fundo Ambiental suportaria um valor acumulado de 4,95 milhões de euros (com subsidiação do PRR) ou de 7,01 milhões de euros (sem subsidiação do PRR), considerando um cenário em que o cliente-âncora se liga em 2028. Estes valores aumentariam para 8,32 milhões de euros ou 11,88 milhões euros, respetivamente, caso a ligação à rede venha a ocorrer 2 anos mais tarde.

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, em 5 de junho 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 abrange a informação que, por natureza, seja comercialmente sensível, segredo legalmente protegido ou dados pessoais.