



Exmo. Senhor Diretor de  
Infraestruturas e Redes da Entidade  
Reguladora dos Serviços  
Energéticos  
Rua Dom Cristóvão da Gama, 1 – 3.º  
andar, 1400 – 113 Lisboa

20 de junho de 2025

Enviado por correio eletrónico: [consultapublica@erse.pt](mailto:consultapublica@erse.pt)

Assunto: Consulta Pública n.º 132 da ERSE - Comentários

Exmos. Senhores,

No âmbito da consulta pública n.º 132, aberta pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos ("**ERSE**"), referente à proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento na RNTIAT para o período 2026-2035 ("**PDIRG**") apresentada pela REN – Gasodutos, S.A. ("**REN**"), conforme previsto no artigo 86.º e seguintes do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto na sua redação atual ("**DL 62/2020**"), vem, por este meio, a Regaenergy Group, S.A. ("**ReGa**") apresentar um conjunto de comentários, contidos neste documento, na expectativa de poder contribuir positivamente para a discussão em torno dos investimentos a realizar na RNTG.

## I. ENQUADRAMENTO

1. Sob proposta da REN, veio a ERSE promover a Consulta Pública do PDIRG para o período 2026-2035, em cumprimento do disposto no artigo 86.º/2 do DL 62/2020.
2. A ReGa dedica-se à produção de gases renováveis – Biometano e hidrogénio renovável -, encontrando-se a desenvolver projetos em território nacional, com um maior foco na região do Alentejo – motivo pelo qual tem particular interesse no(s) investimento(s) ora proposto(s) para o mercado do Biometano -, onde a matéria-prima (resíduos agroindustriais e agropecuários) abunda e a sinergias permitem antecipar um crescimento de mercado significativo.

Energy that matters.

3. A atual infraestrutura apresenta limitações no que respeita à capacidade de incorporação do grosso da capacidade de produção na região do Alentejo, incluindo por isso a futura produção da ReGa, enquadrando assim o aproveitamento dos projetos de ligação Monforte – Évora identificados no PDIRG.
4. Desde já se manifesta a absoluta concordância com a necessidade de aprovação dos projetos complementares destinados à captação da produção de Biometano na região do Alentejo, o que já vem sendo discutido e inclusive, vertido em diplomas legislativos nacionais e regulamentares, atendendo ao identificado potencial da região.

## II. APRECIÇÃO GERAL DA PROPOSTA DE PDIRG

5. Analisada a proposta de PDIRG identifica-se uma clara intenção de aposta no Biometano enquanto vetor de descarbonização, reconhecendo-se a elevada capacidade de produção existente em território nacional e procurando-se formas (de curto, e médio/longo prazo) de incorporar e maximizar essa produção no sistema de gás.
6. A ReGa, enquanto produtor de Biometano que se encontra a desenvolver vários projetos destinados à dinamização do setor e à descarbonização do sistema nacional de gás, não pode deixar de manifestar o seu agrado com a possibilidade de concretização destes investimentos.
7. O Biometano é cada vez mais reconhecido como um gás de origem renovável repleto de mais-valias face ao sistema de gás atualmente em vigor, por diversos motivos relacionados com o seu ciclo de vida, compatibilidade com rede e possibilidade de aceleração da descarbonização.
8. De facto, **não apostar no Biometano significa desistir do Sistema Nacional de Gás** (“SNG”) e da Rede Nacional de Gás (“RNG”), e uma resignação perante a inevitabilidade de apenas o setor elétrico se poder descarbonizar, votando o setor do gás a uma gradual, mas inelutável extinção.

9. A estratégia tanto do Plano Nacional de Energia e Clima quanto do Plano de Ação para o Biometano é outra, e passa pelo aproveitamento do biometano como veículo de descarbonização da rede de gás e de garante da sustentabilidade da rede de gás. Os projetos previstos nesta proposta de plano constituem, no entender da ReGa, o mínimo indispensável para se criar condições para uma injeção relevante de biometano na rede nacional de gás.
10. A infraestrutura existente deve ser aproveitada como veículo de aceleração da descarbonização, o que conforme se demonstrará abaixo obriga, necessariamente, a uma adaptação do atual sistema de gás que permita – com um investimento pouco significativo face aos méritos do investimento no biometano e às externalidades positivas que tal gera não apenas para a rede de gás mas também para os setores agrícola e industrial –, incorporar cada vez mais gases de origem renovável no mix energético nacional.
11. O Plano de Ação para o Biometano – Resolução do Conselho de Ministros n.º 41/2024, de 15 de março de 2024 (“**PAB**”) –, veio consagrar esta aposta e traçar o caminho rumo à criação de um verdadeiro mercado de Biometano em Portugal, reconhecendo assim o enorme potencial de contribuição para o cumprimento.
12. O PAB assume o papel estratégico fundamental do Biometano, consolidando a aposta como vetor essencial para a descarbonização em Portugal. Este plano não só reconhece a capacidade de produção existente no território nacional, como também estabelece diretrizes claras para a criação de um verdadeiro mercado de Biometano, promovendo a incorporação e maximização da produção nacional.
13. Ao alinhar-se com os objetivos de descarbonização assumidos pelo país, o PAB contribui de forma decisiva para o aproveitamento das infraestruturas existentes e para o cumprimento das metas ambientais nacionais, reforçando o compromisso de Portugal com a transição energética e a sustentabilidade.
14. Também a recém-publicada Diretiva (UE) 2024/1788 do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de junho de 2024 (“**Diretiva Gás**”), impulsionada pela

Comunicação da Comissão, de 8 de março de 2022<sup>1</sup> REPowerEU), encontra no Biometano um caminho para a diversificação do aprovisionamento energético, reduzindo assim a dependência de produtores externos e a consequente volatilidade económica do mercado de gás.

15. Foi, aliás, precisamente a intenção de reduzir a dependência energética externa que impulsionou os planos e diplomas acima referidos, considerando que o Biometano apresenta uma elevada capacidade de produção nacional que criará uma independência face ao gás natural externo.
16. A promoção do Biometano configura-se como uma estratégia de elevado mérito. Este recurso energético renovável apresenta-se como uma solução viável e sustentável para enfrentar os desafios contemporâneos relacionados à dependência de fontes de energia tradicionais. Além disso, e como já referido acima, o Biometano tem o potencial de mitigar as flutuações económicas decorrentes da instabilidade dos preços do gás.
17. Ao diversificar a matriz energética, é possível reduzir a volatilidade associada aos mercados internacionais de energia, proporcionando uma maior estabilidade económica e previsibilidade para os consumidores e empresas. Mas ainda, a descarbonização da RNG assume extrema relevância no contexto atual, considerando o previsível aumento gradual dos preços do CO<sub>2</sub> e a crescente importância das metas de descarbonização para as empresas, em matéria de acesso a financiamento e cumprimento de obrigações de reporte.
18. O Biometano surge como uma solução estratégica para enfrentar esses desafios, permitindo uma transição mais sustentável e eficiente. Esta aposta não é apenas uma resposta às exigências ambientais, mas também uma oportunidade para as empresas se posicionarem de forma competitiva num mercado que valoriza cada vez mais práticas sustentáveis. Ignorar o potencial do Biometano seria, portanto, uma decisão que pode comprometer a viabilidade futura da RNG e do SNG, além de limitar as opções de descarbonização disponíveis.

---

<sup>1</sup> «REPowerEU: ação conjunta europeia para uma energia mais segura e mais sustentável a preços mais acessíveis»

19. A maior compatibilidade do Biometano com a atual RNG, em comparação com outros gases renováveis, cria as condições para a manutenção, adaptação e expansão da atual RNG, aproveitando assim infraestrutura já existente e reduzindo timings de implementação.
20. Esta aposta permitirá ainda reforçar a competitividade da indústria portuguesa, em especial aquela hard-to-abate que continuará a fazer uso de temperaturas elevadas e combustão para o seu processo produtivo, mitigando ainda as obrigações económicas impostas às empresas enquadradas no regime CELE<sup>2</sup> que verão os seus custos de carbono aumentar exponencialmente à medida que o número de licenças gratuitas a atribuir diminuir.
21. No contexto geopolítico e económico atual, a promoção do crescimento industrial deve ser vista como uma prioridade – cfr. identificado no designado “Relatório Draghi<sup>3</sup>” -, e este crescimento apenas ocorrerá caso sejam criadas as condições necessárias. Sujeitar a indústria nacional, que já enfrenta inúmeros desafios associados à realidade económica nacional, à volatilidade de preço assistida, pelo menos, desde o início do conflito na Ucrânia, deve ser entendido como um obstáculo ao seu crescimento.
22. O setor secundário assumirá uma importância cada vez maior no contexto europeu, procurando-se recuperar a capacidade produtiva “perdida” com a “fuga de carbono” que se verificou na União Europeia ao longo das últimas décadas, contudo tal apenas será possível se, conforme já referido, foram criadas as condições necessárias.
23. Mas não apenas no setor secundário pode o Biometano contribuir de forma positiva, sendo o setor primário parte do ciclo de vida do Biometano, verificando-se também aqui externalidades positivas. O Biometano contribuirá de forma eficaz para o ciclo de vida dos resíduos agroindustriais e agropecuários, uma vez

---

<sup>2</sup> Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE)

<sup>3</sup> The future of European competitiveness

que constituem matéria-prima para a produção deste gás renovável, cumprindo assim o propósito de valorização de resíduos ao invés do recurso à sua eliminação.

24. De facto, o Biometano apresenta um processo produtivo complexo do qual podem resultar dois produtos, o gás renovável e, ainda, um produto físico passível de uso agrícola (p.e. adubo/fertilizante).
25. Esta sinergia deve igualmente ser considerada como contributo significativo para o setor primário, permitindo interligar os dois setores (primário e secundário) com vista à criação de uma rede de aproveitamento de matéria-prima/resíduos, melhorando ainda o desempenho ambiental do setor primário.
26. A melhor gestão dos resíduos agropecuários que se irá promover entre setores permitirá redirecionar estes resíduos para uma ótica de valorização, criando uma cadeia de valor inerente à própria produção de Biometano e consequente valorização de uma matéria-prima que fortalece a economia local.

### **III. DA DESCARBONIZAÇÃO DA REDE COMO OBJETIVO ESSENCIAL DA REGULAÇÃO**

27. Não pode haver descarbonização sem uma ação decidida por parte da Administração, incluindo o regulador, que acompanhe a iniciativa privada na promoção de alternativas sustentáveis.
28. O DL 62/2020, na sua redação atual conferida pelo DL 79/2025, que veio consagrar o Biometano por se tratar de um gás passível de injeção na rede de gás natural, consagra estes mesmos princípios e reconhece a importância e o papel do regulador na descarbonização do setor do gás natural através da incorporação de gases renováveis no sistema de gás nacional, estabelecendo uma ligação direta entre a incorporação destes gases renováveis e a descarbonização do SNG.
29. Esta inclusão do Biometano na alínea z) do artigo 3.º do DL 62/2020, que define gás natural, introduzida pelo acima referido DL 79/2025, deve ser entendido como um claro sinal quanto ao papel que este desempenhará no futuro do SNG.

30. Ao incluir o Biometano na definição de gás natural, articulado com as diversas referências ao papel dos gases renováveis na descarbonização da rede de gás, o legislador veio dar um claro sinal da importância que este terá no cumprimento das metas propostas.
31. O papel do regulador assume assim especial relevância no âmbito da transição do sistema nacional de gás para uma alternativa descarbonizada, interligando as responsabilidades e papel da regulação com os demais intervenientes do sistema, visando um alinhamento cumulativo dos interesses e necessidades que promova a aceleração da descarbonização.
32. Esta interligação é expressa desde logo no preâmbulo, onde se lê que *“a descarbonização do setor do gás atinge-se garantindo, a cada momento, a incorporação de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono no sistema, respeitando os constrangimentos técnicos e físicos do Sistema Nacional de Gás (SNG)”*.
33. Ou seja, é claro que a descarbonização do setor do gás deve ser prosseguida com recurso à introdução de gases renováveis que permitam acomodar as (crescentes) necessidades de consumo com uma redução significativa de externalidades ambientais negativas associadas ao carbono.
34. O artigo 5.º, n.º 2, al. f) do DL 62/2020 na sua redação atual conferida pelo DL 79/2025, identifica também a *“contribuição para a progressiva descarbonização do SNG, com o objetivo de alcançar a neutralidade carbónica até 2050”* como um objetivo de serviço público imposto no âmbito do SEN.
35. O legislador previu ainda no n.º 2 do artigo 103.º do mesmo DL 62/2020 na sua redação atual conferida pelo DL 79/2025, que *“A regulação no SNG deve ainda estabelecer o quadro regulamentar necessário para assegurar os contributos do SNG e dos seus intervenientes para o cumprimento das metas e objetivos do PNEC e do RNC<sup>4</sup>”*.

---

<sup>4</sup> Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050.

36. Ora, se a descarbonização do SNG é feita com recurso à incorporação de gases renováveis, competindo ao regulador estabelecer o quadro regulamentar que permita assegurar o cumprimento das metas e objetivos do PNEC e RNC, conclui-se que compete à regulação criar condições, e mecanismos que visem uma capacidade de incorporação cada vez maior – o que apenas com um reforço da capacidade de injeção e maior alcance de ligação pode ser alcançado.
37. No que concerne especificamente à atuação do regulador, prevê a al. f) do artigo 105.º do DL 62/2020, na sua redação atual conferida pelo DL 79/2025 que a regulação do setor do gás pela ERSE visa, de entre os seus objetivos, a *“garantia que os operadores das redes do SNG recebem os incentivos adequados para um contributo efetivo para a descarbonização do setor, nomeadamente através da introdução de outros gases”*.
38. Nos termos do artigo 109.º do DL 62/2020, na sua redação atual conferida pelo DL 79/2025, faz parte do elenco dos princípios que guiam a atividade de fixação de proveitos permitidos e tarifas pela ERSE a contribuição para a eficiência energética e qualidade ambiental, o que eminentemente passa pela descarbonização do gás que circula na rede de gás.
39. De igual modo, também no plano tarifário, prevê-se que o Regulamento Tarifário possa igualmente prever a implementação de planos de promoção da injeção de outros gases na infraestrutura, como instrumento de descarbonização das infraestruturas de gás (artigo 114.º, n.º 5, do DL 62/2020), o que mais uma vez revela ser opção primária de política energética a de prever que as tarifas e proveitos permitidos devem ir de encontro aos objetivos da descarbonização.
40. E também neste sentido veio o DL 62/2020, na sua redação atual conferida pelo DL 79/2025, dar resposta, estabelecendo de forma clara a obrigação de considerar os pedidos de ligação de projetos de gases de origem renovável (como Biometano) às redes de transporte e distribuição de gás. Esta obrigação está refletida em vários artigos e bases do diploma, tanto no articulado principal como nas bases das concessões, indicando um claro sentido no que respeita à premência e importância da questão.

41. Ainda que o DL 62/2020, na sua redação atual conferida pelo DL 79/2025, não preveja prioridade para a ligação de projetos de gases renováveis, com especial foco no Biometano – ao contrário da Diretiva Gás, que prevê no n.º 1 do artigo 41.º que os Estados membros podem conceder essa prioridade às instalações de produção de Biometano -, é claro na intenção de garantir igualdade de acesso aos produtores de gases renováveis
42. Também a Lei n.º 98/2021, de 31 de dezembro ("**Lei Bases do Clima**") consagra, no artigo 39.º, n.º 2, alínea d) que a política energética nacional se subordina a um leque de princípios, dentro os quais ressaltamos a *Eletrificação do consumo de energia, eliminando até 2040 o papel do gás de origem fóssil no sistema energético nacional* – sublinhado nosso.
43. Ora, se a política energética nacional está subordinada a um princípio de eliminação do papel do gás de origem fóssil do sistema energético nacional até 2040, então a aposta nos gases renováveis tem de ser vista como uma obrigação por quem efetivamente pode definir a política energética nacional, neste caso dotando o sistema de gás dos meios para atingir os fins consagrados na Lei de Bases do Clima.
44. Os desafios estão identificados, inclusive na proposta de PDIRG, em concreto face à inexistência de rede na região onde se estima uma maior capacidade de produção de Biometano. As condições de igualdade devem também ser interpretadas no sentido de dotar o sistema dos meios e mecanismos que permitam a progressiva incorporação destes gases renováveis na rede, o que implica o desenvolvimento da infraestrutura necessária para aceder à produção com eficiência.
45. Porque a transição para este tipo de gases renováveis representa, em si, uma mudança de paradigma. A infraestrutura atual apresenta limitações regionais inerentes, impossibilitando assim a igualdade de acesso consagrada para estes produtores de gases renováveis e, consequentemente, a devida prossecução dos objetivos e deveres consagrados no âmbito da descarbonização.

46. A Diretiva Gás representa um claro sinal do objetivo de descarbonização e dos passos que devem ser adotados para atingir essa meta, colocando sobre as próprias entidades reguladoras a responsabilidade de adotar medidas destinadas ao cumprimento dos objetivos gerais fixados pela referida Diretiva – cfr. artigo 77.º da Diretiva Gás.
47. De acordo com o diploma comunitário, a atuação das entidades reguladoras deve pautar-se pelo disposto no referido artigo 77.º da Diretiva Gás, que impõe a estas entidades o dever de adotar todas as medidas razoáveis na prossecução dos objetivos gerais fixados.
48. Destaca-se, dentro destes objetivos: *(i) Garantia, da forma o mais rentável possível e tendo simultaneamente em conta o princípio da prioridade à eficiência energética, de desenvolvimento de redes seguras, fiáveis e eficientes e não discriminatórias, orientadas para o consumidor, e promoção da adequação das redes (...); e (ii) Facilitação da ligação e do acesso à rede de novas capacidades de produção, em especial através da supressão de entraves à ligação e ao acesso ao mercado dos novos operadores de gás e hidrogénio produzidos a partir de fontes renováveis* (sublinhado nosso);
49. Esta consagração do Biometano enquanto vetor de descarbonização da RNG é consagrada ao longo de todo o diploma, prevendo-se igualmente que os Estados-membros devem (...) tomar medidas concretas que contribuam para uma utilização acrescida do Biometano sustentável, ou outros tipos de gás que possam ser injetados e transportados no sistema de gás natural, do ponto de vista técnico e de segurança, cujos produtores deverão beneficiar de um acesso não discriminatório a essa rede, desde que esse acesso seja permanentemente compatível com a regulamentação técnica e as normas de segurança (sublinhado nosso).
50. A Diretiva é deste modo clara ao identificar o Biometano enquanto solução mais sustentável para o aproveitamento da RNG através da incorporação de gases renováveis, destacando o Biometano enquanto solução tecnicamente compatível que reduz a necessidade de investimento imediata.

51. Mais, coloca sobre as entidades reguladoras um dever de assegurar o acesso às referidas redes de modo não discriminatório e que permita captar e fazer uso desta produção de gases renováveis de forma a descarbonizar as atuais redes de gás natural.
52. O mesmo se diga quanto à Diretiva (UE) 2023/2413 do Parlamento Europeu e do Conselho de 18 de outubro de 2023 ("**RED III**"), cujas alterações, em parte, visam também apoiar a concretização do objetivo de 35 mil milhões de metros cúbicos de produção anual (9), até 2030.
53. Concluindo, o papel da regulação na descarbonização é claro e encontra-se consagrado em vários diplomas e instrumentos, sendo que para o presente efeito – a rede de gás -, a lei expressamente define descarbonização como a incorporação de gases renováveis sendo o Biometano aquele que apresenta um menor custo de adaptação e maior compatibilidade.

#### **IV. DO PROJETO DE LIGAÇÃO MONFORTE-ÉVORA**

##### **a. Da essencialidade do Projeto**

54. O PDIRG é composto por *Projetos Base* e *Projetos Complementares*, dedicando-se uma parte dos referidos projetos complementares ao setor do Biometano com vista à criação de condições que permitam maximizar o seu aproveitamento, em concreto criando infraestrutura que viabilize o aproveitamento racional de recursos localizados em áreas onde a atual RNG não chega.
55. As características inatas do Biometano e a sua maior compatibilidade com as infraestruturas de transporte de gás existentes, tornam-no uma solução economicamente racional e, uma solução célere que dispensa a total reconversão ou criação de um novo sistema de transporte.
56. Contudo, e conforme já referido, a atual rede não tem capacidade para garantir a fácil e rápida injeção deste Biometano, sem prejuízo da sua reconhecida compatibilidade, não por questões relativas ao material de que a rede é composta, mas por questões relativas à localização das maiores quantidades de matéria-prima para a produção de Biometano.

57. Com efeito, tendo sido recebidas manifestações de interesse para produção de Biometano na região do Alentejo – com ligação à RNG – de cerca de 1,1TWh/anos, é possível dizer que as expetativas iniciais foram largamente superadas, considerando que só este valor representa cerca de 40% do total previsto no PAB (2,7 TWh).
58. Estes dados são suportados igualmente pela Estratégia Nacional para os Efluentes Agropecuários e Agroindustriais 2030 (“**ENEAPAI**”), onde se refere que a região do Alentejo concentra uma grande parte da matéria-prima necessário à produção de Biometano – com especial foco nos resíduos agrícolas e pecuários. Contudo, o desafio de acesso a esta produção mantém-se, pelas limitações da atual infraestrutura de transporte de gás.
59. Reconhecendo esta circunstância, o PDIRG propõe adotar medidas destinadas à acomodação deste Biometano produzido na região do Alentejo na rede de gás, especialmente considerando o relevante contributo que este gás renovável poderá ter para a descarbonização e promoção da economia local.
60. O PDIRG refere, em diversas ocasiões, a racionalidade económica do Biometano enquanto produto compatível com a atual infraestrutura de gás, uma vez que ao contrário do Biometano pode ser objeto de injeção sem blending com custos de adaptação marginais, tornando-se assim uma verdadeira alternativa descarbonizada ao gás natural que permitirá a preservação e aproveitamento da infraestrutura já existente.
61. O projeto piloto da estação de gás e o(s) gasoduto(s) que promoverão o acesso à produção da região alentejana assumem assim uma essencialidade nuclear no que respeita à verdadeira criação de um mercado de Biometano, mas também do seu consumo. Caso não sejam adotados os investimentos ora propostos, o cumprimento dos objetivos de descarbonização não será alcançado, e o país terá negligenciado uma oportunidade de aumentar a sua independência energética e dotar a sua indústria de meios que permitam exponenciar o crescimento.

---

<sup>5</sup> PDIRG

62. Por fim, refira-se ainda que a opção de investimento concentrada na região do Alentejo apresenta uma racionalidade, tanto económica, como prática, elevada, propondo a adoção de um investimento único, mas localizado junto a um dos polos de maior capacidade produtiva, destinado a captar o maior volume de produção possível.
63. Com esta proposta, não ocorrerá uma multiplicação de capex por uma diversidade de outros investimentos de menor dimensão, cuja potencialidade marginal seria sempre escassa e contrária ao corolário da melhor afetação dos recursos que deve pautar a atuação da administração pública.
64. Atendendo à elevada capacidade de produção da região do Alentejo, apresenta-se como lógica a opção de dotar esta região com infraestrutura que permita uma rápida introdução de Biometano na rede.
65. A instalação do projeto Monforte/Évora permitirá reduzir os encargos e as dificuldades associadas ao aproveitamento destes recursos, alargando a atual infraestrutura – desenhada considerando o antigo sistema de consumo exclusivo de gás natural -, de modo a corresponder à nova realidade produtiva e de consumo.
66. Ou seja, enquanto o atual SNG foi desenvolvido considerando uma dependência de aprovisionamento e importação, procurando criar soluções que fossem ao encontro dessa realidade, sempre se dirá que a existência desta capacidade de produção em território nacional não pode ser ignorada e devem ser promovidos todos os esforços – e investimentos – que permitam a sua maximização.
67. Ao promover a adoção do investimento previsto no PDIRG, criar-se-ão condições que permitirão ligar a região do Alentejo ao SNG e capturar toda a capacidade produtiva da zona, ao invés de dispersar o investimento em outras propostas que dificilmente teriam o mesmo impacto, e com um custo eventualmente superior.
68. De tudo o acima exposto, resulta que este projeto é essencial ao cumprimento dos objetivos de descarbonização assumidos por Portugal, permitindo aceder ao

enorme potencial de produção localizado no Alentejo, e reforçar o compromisso de Portugal no cumprimento das metas de descarbonização assumidos.

**b. Da viabilidade do Projeto à luz do quadro normativo existente**

- i. Estação Piloto de Descarga de Gás Comprimido JCT7300-Monforte
69. A instalação da Estação Piloto não deverá encontrar qualquer impedimento legal que obste ao seu célere desenvolvimento, tratando-se de algo que já vem sendo previsto. O quadro normativo vigente já inclui o enquadramento que permitirá o desenvolvimento deste tipo de projeto de infraestrutura, pelo que se considera viável a sua aprovação e execução sem necessidade de alteração legislativa ou regulamento, procedendo assim com a urgência indissociável dos objetivos de descarbonização previstos no PNEC.
70. Com efeito, o novo Regulamento da Rede Nacional de Distribuição de Gás, aprovado pelo Despacho n.º 2791/2025, da DGEG (“**RRNDG**”), já prevê a possibilidade de serem instaladas Estações de Injeção (“**EI**”) para gases da 2ª família – onde se inclui o Biometano -, mediante cumprimento de determinados requisitos técnicos e de segurança.
71. Esta previsão surge em conformidade com as medidas e ações previstas no PAB – concretamente Linha de Ação n.º 6, Prioridade 1: Acelerar o desenvolvimento da produção e consumo de Biometano -, que visa incentivar a realização de projetos-piloto de injeção.
72. De facto, o PAB reconhece a necessidade de atualizar e desenvolver novas infraestruturas considerando o potencial de produção de Biometano, inclusive projetos-piloto de injeção que permita otimizar a injeção de Biometano ao longo do território – o PAB refere ainda que Esta otimização deve analisar, por exemplo, a possibilidade de injeção de Biometano diretamente na rede de transporte ou a incorporação de conceitos de compressão para reverse-flow entre redes de distribuição e transporte, não limitando a localização de projetos a nível regional;
73. A Linha de Ação n.º 7 – Promover a injeção de Biometano na RPG refere ainda que para prosseguir este objetivo devem ser feitos ajustes na rede pública de gás e

que tal implica acomodar novos produtores, numa lógica de partilha de custos entre promotor e operador de rede.

74. O PAB é extenso em referências à intenção de aplicar políticas e ações que promovam o acesso do Biometano à rede pública de gás, optando ainda por recomendar uma política de cost sharing do capex entre operador e promotor, com o operador a incorrer nos custos mais críticos e onerosos da ligação.
75. O investimento na instalação da estação piloto representa uma pequena parte do valor global previsto no PDIRG, sendo considerado um investimento residual com um potencial elevado de retorno.
76. Trata-se de uma solução de curto-prazo, que permitirá dar resposta aos pedidos de ligação na região do Alentejo e acelerar a criação do mercado de Biometano.

#### ii. Gasoduto físico Monforte – Évora

77. O investimento proposto na construção de um gasoduto que ligue Monforte a Évora permitirá alargar a atual capacidade do sistema nacional de gás, acompanhando assim as necessidades de mercado e novas oportunidades.
78. O contributo do Biometano é inequívoco, tal como a capacidade de produção estimada para essa região, o que justifica claramente a alocação de uma verba maior, com consequente retorno superior.
79. Este investimento enquadra-se no âmbito do desenvolvimento, reforço e expansão da rede nacional de gás, que compete à concessionária, cfr. previsto na Base I do Anexo I do DL 62/2020, na sua redação atual conferida pelo DL 79/2025.
80. Competindo assim à concessionária a expansão da rede, devem ser ponderados os objetivos da concessão, bem como os princípios de eficiência, impacto ambiental e capacidade de resposta ao mercado. A decisão de expandir a rede de gás deve ser orientada pela maximização da eficiência operacional, minimização dos impactos ambientais negativos e adaptação dinâmica às necessidades do mercado, conforme estabelecido no DL 62/2020. Estes princípios asseguram que

o desenvolvimento da infraestrutura de gás contribua para a sustentabilidade, competitividade e resiliência do sistema energético nacional.

81. Além disso, a aposta estratégica no Biometano reforça ainda mais a relevância desta expansão, ao permitir que a rede de gás absorva e distribua energia proveniente de fontes renováveis e locais. A integração do Biometano na infraestrutura existente não só contribui para a descarbonização do setor energético, como também potencia a criação e valor acrescentado na região, promovendo a economia circular e incentivando a produção agrícola e agroindustrial sustentável.
82. A construção do gasoduto permitirá a ligação da rede ao polo de consumo de Évora, o que representa um avanço substancial na robustez e eficiência do sistema energético nacional. A interligação das redes de transporte de gás possibilita uma gestão mais flexível e equilibrada da oferta e da procura.
83. O consumo de gás em Portugal atingiu cerca de 65 TWh em 2022. A ligação a Évora permitirá não só responder a este aumento da procura, mas também reduzir as perdas de energia associadas ao transporte em longas distâncias, melhorando a eficiência global do sistema.
84. A ligação da rede de gás ao polo de Évora tem também um impacto económico relevante, ao criar condições para o desenvolvimento industrial e comercial da região. O Alentejo apresenta um dos maiores potenciais de crescimento industrial do país, mas enfrenta constrangimentos energéticos que limitam a sua competitividade. A disponibilidade de gás natural poderá atrair novos investimentos, promover a criação de emprego e dinamizar a economia local.
85. Assim, a ligação a Évora não se limita a responder à procura imediata de gás, mas posiciona o Alentejo como um polo de inovação e sustentabilidade, alinhado com as metas nacionais e europeias de transição energética.
86. Em suma, esta iniciativa reforça a resiliência, a sustentabilidade e a competitividade do setor energético português, enquanto contribui para o desenvolvimento equilibrado do território nacional.

iii. Gasoduto “virtual” Monforte – Évora

87. No que respeita ao gasoduto virtual, solução temporária que visa acomodar os pedidos de ligação, o mesmo representa um custo transitório destinado a fornecer uma solução mais imediata durante o desenvolvimento do gasoduto físico.
88. Deste modo é possível dar resposta aos pedidos de ligação já efetuados, e por efetuar. Como tal e pela sua própria natureza, trata-se de um custo transitório que terminará com a conclusão, e operação do gasoduto físico, servindo apenas o propósito de permitir um mais célere aumento da incorporação de gases renováveis na rede.
89. Diga-se inclusive, que esta solução não é sem precedentes, encontrando respaldo na rede virtual que transporte o GNL para as UAG. À data destinado a assegurar o acesso a gás às regiões mais isoladas e manter a uniformidade tarifária, considera-se adequado à mitigação temporária da ausência de acesso direto à rede nacional de gás. Esta solução temporária acelerará o consumo de Biometano, sendo que um aumento da procura sempre gera um aumento na oferta.
90. Note-se que a admissibilidade da partilha com o SNG dos custos relativos a este gasoduto virtual resulta da circunstância de o mesmo suprir transitoriamente – e de forma urgente – a inexistência de um gasoduto que faça parte do tronco da Rede de Transporte de Gás e que ligue Monforte a Évora, a que se aludiu no ponto anterior.
91. Por outras palavras, este gasoduto virtual não substitui transitoriamente a necessidade de construção de um ramal de ligação à rede pelos produtores de gás (o qual seria, no quadro da lei atual, a expensas dos produtores), substituindo sim transitoriamente a não expansão do tronco comum do SNG até Évora.
92. Deste modo, e como decorre da fundamentação do projeto piloto apresentado pela REN, em conjunto com a ReGa, entende-se que também este projeto é legalmente viável, para além de absolutamente urgente e crítico para permitir a

viabilidade dos projetos de produção de Biometano na zona do país que maior potencial tem para o efeito.

## **V. CONCLUSÃO**

93. Em face de tudo quanto antecede, entende a ReGa que a proposta de PDIRG vai de encontro aos objetivos de descarbonização previstos na lei e nos planos estratégicos que a enquadram e cumpre os objetivos de eficiência e racionalidade dos investimentos que também resulta da lei, entendendo que se cumprem todos os requisitos para que a proposta seja objeto de apreciação favorável da parte do regulador e a final aprovada pelo concedente.

Pela REGAENERGY GROUP, S.A.,

---

*Head of Biomethane/Procurador*

