



## 115.ª Consulta Pública

Proposta de PDIRG 2023

Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento na RNTIAT

2024 a 2033

Comentários REN

Junho 2023



REN - Gasodutos, S.A.  
Estrada Nacional 116 - Vila de Rei  
2674-505 BUCELAS  
Telefone: (+351) 210 013 500 | Fax: (+351) 210 013 950

Capital Social: 404.931.169 euros  
NIPC: 507 725 689  
[Info.portal@ren.pt](mailto:info.portal@ren.pt) [www.ren.pt](http://www.ren.pt)



## Índice

|       |   |    |
|-------|---|----|
| 1     | SUMÁRIO EXECUTIVO.....                                      | 2  |
| 2     | ENQUADRAMENTO.....  | 5  |
| 3     | PROJETOS BASE .....   | 8  |
| 3.1   | RNTIAT.....   | 8  |
| 3.2   | Projetos Base não recorrentes .....                         | 9  |
| 3.2.1 | 4 <sup>a</sup> Baía de Enchimento no Terminal de Sines..... | 9  |
| 3.2.2 | Cabeços de amarração no Terminal de Sines.....              | 11 |
| 3.3   | Decisão Final de Investimento dos Projetos Base.....        | 11 |
| 4     | PROJETOS COMPLEMENTARES .....                               | 13 |
| 4.1   | Adaptação a misturas de 10% H <sub>2</sub> .....            | 13 |
| 4.2   | Armazenamento Subterrâneo .....                             | 14 |
| 4.3   | Projetos 100% H <sub>2</sub> .....                          | 15 |
| 4.4   | Estação de compressão do Carregado .....                    | 17 |
| 5     | PROCURA.....  | 20 |

## 1 SUMÁRIO EXECUTIVO

A REN Gasodutos, S.A. é responsável pela elaboração do plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTIAT) nos anos ímpares, conforme estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 62/2020. A proposta desse plano para o período de 2024 a 2033 foi submetida à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) e à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) pela REN no final de março de 2023. A ERSE conduziu a presente consulta pública que será suporte do seu parecer. Face ao teor das questões em consulta, a REN considera essencial fornecer esclarecimentos públicos complementares à sua proposta de investimento, e que agora se disponibilizam.

Sem prejuízo dos investimentos considerados para todas as infraestruturas da RNTIAT objeto do PDIRG em apreço, as infraestruturas de transporte e armazenamento, em particular, desempenham um papel fundamental na transição energética e na descarbonização da economia, facilitando a integração de fontes renováveis e garantindo o fornecimento de energia de forma eficiente, pelo que são aquelas que mais investimentos específicos consideram no período do Plano.

O PDIRG proposto está alinhado com os objetivos de política energética, garantia de segurança do abastecimento, qualidade de serviço e o com o cumprimento das metas de transição energética para a neutralidade carbónica conhecidas à data da sua elaboração e devidamente referenciadas e documentadas, considerando-se atualmente que, mesmo as que estão atualmente em revisão, não contrariam e até potenciam as opções de investimento em infraestruturas de rede previstas neste PDIRG.

A proposta de PDIRG aborda a adaptação das infraestruturas existentes para a integração do hidrogénio, inicialmente através de misturas com até 10% de volume de H<sub>2</sub> com gás natural e, posteriormente, com a conversão de troços para uso de 100% de hidrogénio, em consonância com o compromisso dos governos de Portugal, Espanha e França de desenvolver o primeiro corredor de hidrogénio verde do REpowerEU para produção nacional de hidrogénio para exportação.

Esta proposta de PDIRG representa uma atualização do plano anterior, com foco na adaptação das infraestruturas para cumprimento do disposto no Decreto-Lei n.º 62/2020 e integra os investimentos decorrentes dos resultados recentes do Programa H2REN, nomeadamente o investimento adicional necessário para garantir a operacionalidade das infraestruturas de transporte e a integridade do AS Carriço. O investimento global previsto reflete também o Projeto Celorico da Beira - Zamora para estabelecer o corredor de hidrogénio verde referido, permitindo a valorização dos recursos renováveis da Península Ibérica e o desenvolvimento do mercado do H<sub>2</sub>.

É fundamental desenvolver quadros regulatórios e políticas públicas que permitam o desenvolvimento sustentável das infraestruturas críticas para alcançar as metas de política energética. Esses quadros

devem harmonizar a transição do gás natural para o hidrogénio e outros gases renováveis, evitando a sobreposição de infraestruturas e custos excessivos.

Sobre a proposta dos projetos base, não podemos deixar de sublinhar que nunca poderemos recomendar como solução a não aprovação de investimentos que façam perigar a qualidade de serviço ou a segurança de abastecimento dos utilizadores atuais do SNG com base em argumentos sobre o seu custo ou longevidade. Sendo o seu impacte marginal face ao total do ativo líquido do SNG ou ao valor anual das amortizações, o seu impacte tarifário resulta necessariamente reduzido ou nulo, podendo as questões de duração do ativo ser ultrapassadas com opções regulatórias específicas, como aliás já é prática noutros países europeus.

Neste documento, face às questões elencadas pela ERSE, a REN procura clarificar alguns aspetos da sua proposta de PDIRG e com base no processo de consulta pública em curso acrescentar informação complementar que considera pertinente que, quer o Concedente, quer a ERSE, tenham presente no processo de avaliação final e aprovação deste Plano.

### Projetos Base

Os Projetos Base destinam-se essencialmente a promover condições eficientes, fiáveis e de segurança para que os operadores da RNTIAT possam continuar a assegurar a execução das atividades concessionadas de serviço público de forma continuada, em cumprimento com a lei, regulamentação aplicável e as obrigações contratuais com o Estado Concedente. Dos projetos considerados sublinham-se os seguintes:

**4ª Baía de Enchimento no Terminal de Sines** - considera-se essencial para garantir o regular abastecimento das unidades de regaseificação locais (UAG) já que a deficiente resposta às pontas de procura diária pode induzir atrasos substanciais em alguns dias da semana.

**Cabeços de amarração no Terminal de Sines** - mitigar situações de quebra de cabos de amarração em condições de mar menos favoráveis como algumas já ocorridas.

**Investimento corrente urgente** - montante que constitui uma provisão pré-aprovada para investimento não programável quando justificável como, a substituição de equipamentos por avaria grave, necessidades de ligação urgente de redes de distribuição, grandes reparações, só para citar algumas. Nestes casos, a decisão de investimento não poderá esperar por nova edição de PDIRG uma vez que este é bienal.

**Outros investimentos relevantes** - conjunto de investimentos para redução de autoconsumo de gás e autoconsumo de eletricidade e outros investimentos de suporte às atividades.

### Projetos Complementares:

Quanto a estes projetos ditos complementares, não podemos deixar de mencionar:

**Grupo de projetos essenciais para acomodar misturas até 10% de H<sub>2</sub>** - o cumprimento das disposições regulamentares preconizadas no Despacho n.º 806-C/2022, que obriga a REN Gasodutos e REN Armazenagem a apresentarem estudos de conformidade para assegurar a compatibilidade de ativos e sistemas, bem como a sua certificação. Com efeito, os estudos já realizados permitiram identificar as necessidades de investimento para acomodar aquelas percentagens na rede e que incluem em particular o armazenamento subterrâneo onde foi detetada a necessidade de atuação nas cabeças de poço das cavidades salinas, e no material dos furos, a par da eletrificação da compressão de gás. Sem estes investimentos, a meta de 10% de H<sub>2</sub> na rede de transporte não poderá ser atingida.

**Duas novas cavidades salinas** - resultam de um imperativo legal decorrente da Resolução do Conselho de Ministros (RCM) n.º 82/2022 e do Decreto-Lei n.º 70/2022, que impõem ao operador do Armazenamento Subterrâneo do Carriço, a REN Armazenagem, S.A., assegurar um montante complementar de capacidade de armazenamento subterrâneo superior a 1,2 TWh.

**Projetos 100% H<sub>2</sub>** - estes projetos incluídos no PDIRG refletem a conversão de dois gasodutos existentes para 100% H<sub>2</sub> e ligação à interligação a construir como contribuição nacional para o corredor verde designado H2Med com exportação para o norte da Europa de hidrogénio. Os projetos estão a ser objeto de CBA no quadro do H2Med proposto a PCI para poderem vir a receber fundos do CEF (*Connecting Europe Facility*). Acresce que os dois gasodutos a converter veiculam hoje menos de 3% do gás consumido no país sem o setor elétrico, pese embora sejam uma plataforma relevante para um futuro eixo de H<sub>2</sub> nacional. Está em análise com a Floene, operadora das redes de distribuição associadas a esses dois gasodutos, o processo para garantir a oferta de gás a todos os utilizadores atuais que não possam/desejem ser convertidos para H<sub>2</sub>.

**Estação de compressão do Carregado** - Esta estação de compressão foi aprovada no passado mas nunca chegou a ser realizada porque a REN Gasodutos entendeu que devia aguardar por sinais mais robustos do mercado quanto à sua necessidade. Volta-se a colocar esta infraestrutura no PDIRG para que se continue a avaliar a questão da capacidade de emissão do terminal de Sines e a capacidade da RNTIAT para que, identificada a data da sua necessidade esta venha a ser aprovada.

## 2 ENQUADRAMENTO

No âmbito do cumprimento do disposto no Artigo 86.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, compete à REN Gasodutos, S.A. (“REN”), operador da RNTG a elaboração nos anos ímpares do plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT (“PDIRG”). De acordo com o Artigo 87.º “Procedimento de elaboração do plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento na RNTIAT”, a REN apresentou a proposta de PDIRG para o período 2024-2033 à Direção-Geral de Energia e Geologia (“DGEG”) e à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (“ERSE”) no final de março de 2023.

Neste contexto, a ERSE promoveu a consulta pública desta proposta de PDIRG, com duração de 30 dias (início a 8 de maio de 2023 e conclusão em 20 de junho de 2023), a qual consubstanciará o relatório da consulta pública e respetivo parecer da ERSE sobre o PDIRG e que será determinante para o operador da RNTG rever e submeter ao membro do Governo responsável pela área da energia a versão final do plano para tomada de decisão final, uma vez auscultada a Assembleia da República, no âmbito do ciclo regulamentar.

Tendo presente os objetivos de política energética definidos pelo Governo para a setor da energia, bem como as obrigações das empresas concessionárias da RNTIAT designadamente o Operador da Rede de Transporte de Gás, o Operador do Armazenamento Subterrâneo do Carriço e o Operador do Terminal de Gás Natural Liquefeito de Sines, a REN Gasodutos considera da maior importância prestar um conjunto de esclarecimentos complementares à sua proposta de plano de investimento, para que a ERSE possa emitir o seu parecer ao PDIRG 2024-2033 (Plano) da forma mais robusta e factual possível.

As infraestruturas da RNTIAT, nomeadamente e para o PDIRG em concreto são fundamentais para suportar o processo de transição energética e descarbonização da economia nacional rumo à desejada neutralidade carbónica, contribuindo para a integração de fontes de origem renovável e para assegurar o abastecimento dos consumos de energia e forma custo-eficaz

A proposta de PDIRG pretende dar cumprimento ao estabelecido no quadro legal vigente e por isso responder aos desígnios de política energética do país ao nível da segurança de abastecimento, da segurança e qualidade de serviço, e não menos importante, do cumprimento de metas de transição energética rumo à neutralidade carbónica da economia, nomeadamente no que respeita à adaptação das infraestruturas para integrar hidrogénio, numa primeira fase, através de misturas até 10% em volume de H2 com gás e, numa segunda fase, prevendo a conversão de alguns troços para veicular 100% de H2, dando cumprimento ao compromisso dos governos de Portugal, Espanha e França para desenvolver o primeiro corredor de hidrogénio verde do REpowerEU para produção e exportação de hidrogénio nacional, nomeadamente para o centro da Europa. Registe-se, porém, que a presente proposta de PDIRG, conforme definido no DL n.º 62/2020, não incorpora ramais de ligação quer de produção de hidrogénio, quer de

biometano (por decorrerem de iniciativa dos promotores), mas apenas as necessidades de adaptação da infraestrutura existente para acomodar estas ligações dos promotores.

Esta proposta configura uma atualização do PDIRG 2022-2031, em particular na componente de adaptação das infraestruturas para cumprimento do Decreto-Lei N.º 62/2020, de 28 de agosto na componente de veiculação de Hidrogénio, acomodando já os resultados recentes do Programa H2REN que inclui a certificação da infraestrutura de transporte e armazenamento para 10% de H2, que para o efeito identificaram a necessidade de um investimento adicional, para garantir a operacionalidade e a integridade do AS Carriço. Este Programa foi lançado pela REN em 2022 e encontra-se detalhado no documento, representando um investimento de cerca de 3M€ (componente RNTG e AS Carriço) previstos no PDIRG 2022-2031 tendo como objetivos principais, até final de 2023, garantir a conformidade e certificação das infraestruturas para receber misturas de hidrogénio com gás natural com percentagens em volume até um máximo de 10% e, até final de 2024, identificar um *roadmap* e os investimentos necessários para a conversão de ativos para operação com 100% de hidrogénio.

A atualização em alta dos investimentos previstos decorre de imperativos técnicos e da necessidade de acomodar também o Projeto Celorico da Beira - Zamora, consequência do compromisso decorrente do acordo celebrado entre os governos de Portugal, Espanha e França. Estes projetos de investimento apresentam-se como investimentos complementares - uma vez que decorrem de necessidades externas à iniciativa direta dos operadores da RNTIAT e que não representam compromissos já assumidos com os ORD via PDIRDG - por forma a que o Concedente, com base no parecer que será emitido pela ERSE, os possa avaliar individualmente e tomar uma decisão final não só sobre a sua aprovação, mas também sobre o horizonte temporal de execução.

Neste sentido, é fundamental o desenvolvimento de quadros regulatórios e de política pública que permitam o desenvolvimento sustentável das infraestruturas críticas para alcançar as metas de política energética no quadro regulado destes investimentos. O desenho destes quadros regulatórios e de política pública devem, pois, compatibilizar o *phase out* do gás natural com o *phase in* dos gases renováveis, em particular o Hidrogénio por ser o de maior exigência, para evitar a desnecessária e sempre prejudicial duplicação de infraestruturas e assim impedir quer os custos afundados dos ativos existentes quer os adicionais das novas infraestruturas, eliminado por esta via uma barreira à descarbonização do setor do gás.

Note-se que, face à evolução de paradigma no quadro das políticas públicas de desenvolvimento de gases de origem renovável, nomeadamente no que respeita à injeção de Hidrogénio nas redes e ao grau de inovação no setor subjacente, a REN entendeu, no quadro da sua missão e valores de transparência e colaboração, convidar em abril de 2023 a ERSE e DGEG para uma sessão técnica específica sobre o Programa H2REN que permitiu explicitar de forma transparente as principais conclusões técnicas dos



projetos em curso, bem como os desafios que integram no quadro do desenvolvimento do PDIRG em consulta pública.

### 3 PROJETOS BASE

#### 3.1 RNTIAT

Os Projetos Base dependem, essencialmente, da iniciativa direta dos operadores da RNTIAT decorrente do estado da infraestrutura, com o objetivo de continuar a garantir a segurança, a resiliência, a sustentabilidade e a operacionalidade das instalações da RNTIAT em serviço, em conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos e em cumprimento das obrigações inerentes às atividades concessionadas, tendo em conta a avaliação sobre o estado dos ativos em serviço, a sua envolvente e respetivos riscos, a segurança de operação e fiabilidade das infraestruturas.

Este conjunto de projetos inclui ainda, projetos que permitem assegurar as funções cometidas ao Gestor Técnico Global do SNG e os que visam dar cumprimento a compromissos com os operadores de redes de distribuição relativamente à ligação das respetivas redes à RNTG.

Em resumo, os Projetos Base incluem:

- projetos de remodelação e modernização de ativos em serviço (“Modernização”), por obsolescência, das instalações da RNTIAT, de forma a manter a eficiência operacional das instalações.
- projetos destinados a garantir a continuidade e a qualidade de serviço em pontos de ligação a utilizadores da rede já constituídos (pontos de entrega à Rede Nacional de Distribuição de Gás, a consumidores diretos em alta pressão e nas interligações);
- projetos para cumprimento de compromissos acordados com consumidores em alta pressão e/ou com os operadores de redes de distribuição de gás (“ORD”) relativamente à disponibilização de novos pontos de entrega ou expansão dos já existentes, no caso dos ORD em articulação com os projetos considerados nos planos de desenvolvimento e investimento das respetivas redes de distribuição;
- projetos impulsionadores da descarbonização da operação das infraestruturas, quer por via da redução das emissões de CO<sub>2</sub>, quer pela integração de fontes de energia renováveis para autoconsumo, de adaptação às alterações climáticas e mitigação do respetivo risco, bem como para prevenção e redução das emissões de metano;
- projetos de gestão integrada de vegetação que visam assegurar a resiliência das infraestruturas a fenómenos climáticos extremos, nomeadamente incêndios, atuando na sua envolvente;
- projetos no âmbito da Gestão Técnica Global do SNG, nomeadamente nas vertentes operação do SNG e operação de Mercado, e Rede de Telecomunicações de Segurança (“RTS”);

- “investimento corrente urgente”, que visa dar resposta a necessidades que decorram de elementos supervenientes ou que venham a ser identificadas ou melhor definidas em fase posterior à da elaboração do presente PDIRG e que requeiram uma solução urgente e/ou não compatível com os prazos e aprovação dos PDIRG;
- investimento em tecnologias de informação (“IT”) e não específico que inclui despesas realizadas com a aquisição ou construção de ativos fixos tangíveis que estejam afetos às funções de suporte dos operadores da RNTIAT, sendo composto por exemplo por sistemas informáticos, incluindo a cibersegurança, intervenções em edifícios e outras construções, equipamentos de transporte e outros equipamentos diversos.

Os Projetos Base destinam-se essencialmente a promover condições eficientes, fiáveis e de segurança para que os operadores da RNTIAT possam continuar a assegurar a execução das atividades concessionadas de serviço público de forma continuada, em cumprimento com a lei, regulamentação aplicável e as obrigações contratuais com o Estado Concedente, num quadro de descarbonização das respetivas atividades e resiliência às alterações climáticas, mantendo os níveis adequados de Qualidade de Serviço, pelo que estes investimentos deverão ser alvo de uma decisão favorável em tempo útil, baseada em raciais fundados nas condições dos ativos e de contexto, atuais e previstos, e não de uma eventual correlação de valores com os já realizados.

## 3.2 Projetos Base não recorrentes

A maioria dos Projetos Base representa intervenções em ativos que, pela natureza dos fatores mobilizadores deste tipo de projetos, são recorrentes sendo o seu universo variável entre as diferentes edições de PDIRG.

No presente PDIRG, destacam-se dois projetos de carácter não recorrente e referentes a intervenções no Terminal de GNL.

### 3.2.1 4<sup>a</sup> Baía de Enchimento no Terminal de Sines

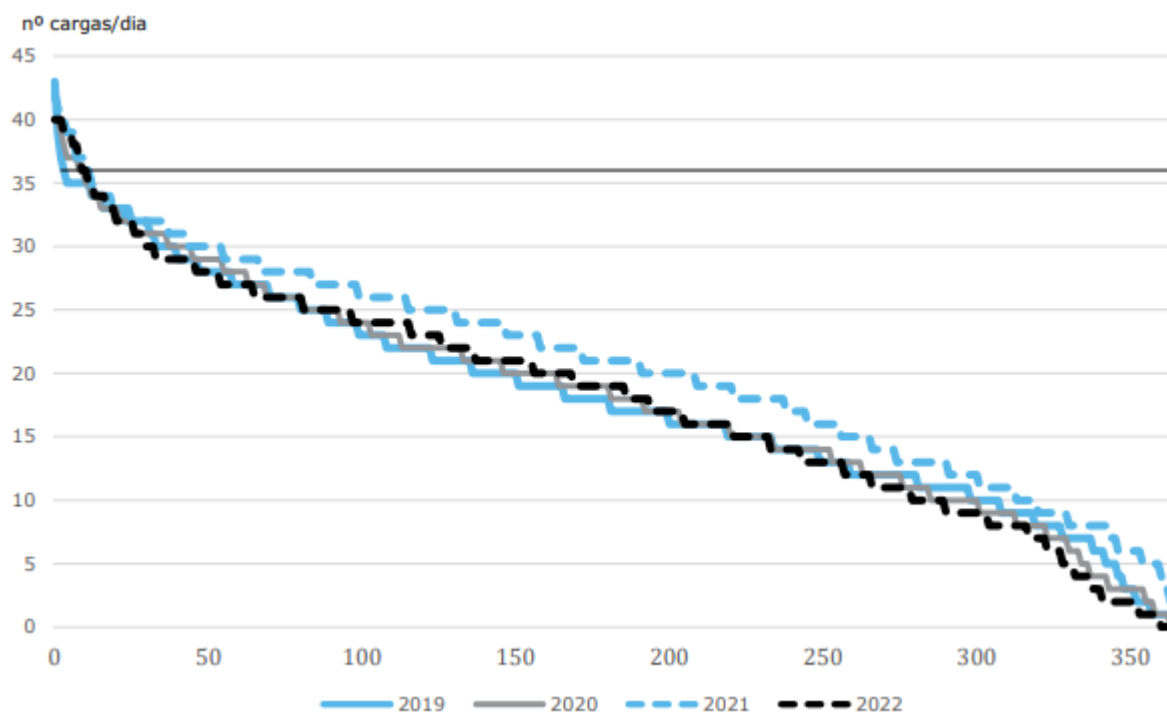
O setor do gás sentiu uma forte perturbação na sequência da recuperação económica após as restrições mais profundas devido à COVID-19 e especialmente depois da escalada do conflito na Ucrânia, com consequências, tanto para o lado da oferta, como da procura do mercado europeu.

Nesta circunstância, a procura de gás, incluindo a procura de GNL por camiões cisterna, sentiu uma redução devida a vários fatores do funcionamento da economia nacional, nomeadamente por via da implementação do plano de redução de consumos previsto no âmbito do Regulamento (UE) 2022/1369 de 5 de agosto, relativo à redução da procura de gás, e também pelo efeito do forte aumento de preços

nos mercados grossistas verificado desde 2021 de uma forma generalizada em toda a Europa e com impacto sobre as tarifas praticadas nos consumidores finais. No entanto, estes preços têm vindo a ser reduzidos para valores considerados normais, o que faz perspetivar a recuperação no curto prazo, pelo menos de forma parcial, de uma parte significativa dos referidos consumos. Apesar da aplicação do referido Regulamento ter sido renovada por mais um ano, para abranger o inverno de 2023/2024, a evolução crescente desta procura a médio e longo prazo devem suportar uma decisão favorável deste investimento em tempo útil, sob pena de resultar na subutilização do Terminal de GNL em detrimento relativamente aos terminais de GNL em território espanhol.

Da análise da figura seguinte, verifica-se uma utilização elevada das baías de enchimento do Terminal de GNL nos últimos anos, para o abastecimento de cisternas e contentores de GNL. O gráfico evidencia que as linhas de distribuição diária de capacidade utilizada nas baías de enchimento ultrapassaram o limite de capacidade máxima da instalação nos anos de 2019, 2020, 2021 e 2022. Assim, verifica-se que as baías funcionaram acima da sua capacidade diária máxima em 3 dias do ano 2019, 8 dias do ano 2020, em 11 dias de 2021 e em 9 dias de 2022, indiciando a necessidade de expansão da capacidade instalada.

Figura 1 - Curva de distribuição diária da utilização da capacidade das baías de enchimento do TGNL de Sines



Fonte: Proposta de PDIRG 2024-2033

Salienta-se o facto que a construção da 4.<sup>a</sup> baía de enchimento de camiões cisterna constitui uma recomendação do Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento de Gás (“RMSA-G”) de 2022. Assim, face às estimativas do RMSA-G 2022 e aos dados de operação, a não execução deste projeto poderá colocar em causa a qualidade de serviço de abastecimento de GNL por via rodoviária e o regular abastecimento das unidades de regaseificação locais (UAG) já que a deficiente resposta às pontas de procura diária pode induzir atrasos substanciais em alguns dias da semana, não sendo razoável atrasar as entregas de cisternas de GNL por poder colocar em risco o abastecimento dos clientes das redes locais. A execução deste projeto está subordinada aos resultados do estudo de engenharia de detalhe.

Este projeto tem, no presente Plano, entrada em exploração prevista para 2027. Contudo, dadas as suas características, a necessidade de projeto de detalhe e a presença de equipamentos com prazos de aprovisionamento alargados, será necessário tomar já neste Plano uma decisão final de investimento (DFI) para a totalidade do valor do projeto.

### 3.2.2 Cabeços de amarração no Terminal de Sines

Este projeto tem como objetivo a construção de dois novos pontos de amarração que permitam evitar futuras restrições à receção de navios no Terminal de GNL e situações como as ocorridas no passado em que a amarração do navio não resiste criando situações de emergência.

O sistema de amarração destina-se a evitar que o navio se afaste do cais durante a sua estadia, resistindo às forças do vento, corrente, ondulação, marés e diferenças de calado. O cais de acostagem existente pode receber navios até 300 metros de comprimento e contém, para além da plataforma principal e defensas, quatro duques d’alba com cabeços de amarração de 1 000 kN de tensão nominal.

Os novos pontos de amarração serão um contributo fundamental para assegurar a estabilidade dos navios quando estes se acostem ao cais, incrementando a segurança das operações permitindo mitigar situações de quebra de cabos de amarração em condições de mar menos favoráveis como algumas já ocorridas.

## 3.3 Decisão Final de Investimento dos Projetos Base

Os Projetos Base do primeiro quinquénio do PDIRG 2024-2033 para os quais é necessária Decisão Final de Investimento (“DFI”) é de 69 M€ (a custos totais):

- Investimentos de natureza recorrente (à semelhança de outros PDIRG(N)):
  - 44,6 M€ para projetos de modernização ativos, resiliência e adaptação às alterações climáticas, Gestão Técnica Global do SNG e RTS,

- Novas rubricas e investimento não recorrente:
  - 1,5 M€ para projetos especialmente dedicados à redução da emissão de gases com efeito de estufa;
  - 9,7 M€ para investimento corrente urgente que não é passível de caracterização dada a natureza superveniente deste tipo de projetos e cuja decisão de investimento não poderá esperar por nova edição de PDIRG quando a necessidade ocorra em face de uma justificação técnica da sua necessidade.
  - 5,9 M€ de investimento não-específico e IT e
  - 7,3 M€ relativos a projetos não-recorrentes do Terminal de GNL

A este respeito importa referir que a realização dos projetos aprovados na edição do PDIRGN para o período 2018-27 sofreram atrasos resultantes em parte da interrupção das cadeias de fornecimento devido à pandemia da COVID-19. A estimativa dos projetos na proposta de PDIRG 2024-33 foi gerada num contexto de maior incerteza, incorporando o impacto da crise inflacionista resultante da guerra da Ucrânia o que contribuiu para que os custos com os projetos da presente proposta de PDIRG sejam superiores aos de propostas de PDIRG(N) anteriores quando se trata de projetos da mesma natureza.

## 4 PROJETOS COMPLEMENTARES

### 4.1 Adaptação a misturas de 10% H<sub>2</sub>

O Grupo REN, no âmbito da sua missão, pretende contribuir para a implementação de soluções que permitam operacionalizar os desígnios da política pública para o desenvolvimento dos gases de origem renovável em Portugal, nomeadamente, para cumprimento das metas definidas na Estratégia Nacional para o Hidrogénio, bem como assegurar o cumprimento das disposições regulamentares preconizadas no Despacho n.º 806-C/2022, que obriga a REN Gasodutos e REN Armazenagem a apresentarem estudos de conformidade para assegurar a compatibilidade de ativos e sistemas, bem como a sua certificação.

Neste contexto, o Programa H2REN foi lançado em 2022 após a identificação de *Work Packages* (WPs) por uma *Taskforce* interna, com participação transversal de diversas especialidades e competências, potenciando sinergias das várias áreas operacionais, de forma a sistematizar a abordagem mais eficaz à descarbonização das infraestruturas de gás. Note-se que, a par da REN, outros operadores de países com estratégias similares, encontram-se a desenvolver e implementar estratégias de adequação de conformidade dos seus ativos, como a *Open Grid Europe* na Alemanha (entidade *advisor* do Programa H2REN), a *SNAM* em Itália e a *National Gas*, no Reino Unido.

Considerado este desígnio nacional, revelou-se imperativo não só estudar a adaptação das infraestruturas de transporte, distribuição e armazenamento de gás para acomodar gases de origem renovável até 10% e 100% H<sub>2</sub>, mas também assegurar a sua certificação por uma entidade idónea de terceira parte, como a *Bureau Veritas*. Assim, o Programa de Conformidade de Ativos (PCA), estando estruturado no seio do projeto H2REN, contemplou os primeiros estudos para avaliação da conformidade dos ativos e sistemas do Grupo REN para *blending* incremental de hidrogénio. O planeamento da execução do PCA definiu uma meta para concretizar até ao final de 2023 a certificação até 10% de H<sub>2</sub> no transporte e armazenamento e 20% na distribuição, e, até ao final de 2024, definir um *roadmap* de iniciativas e estimativas de investimento para a conversão futura das infraestruturas para até 100% H<sub>2</sub>.

Face ao exposto, o PCA tem como objetivo otimizar os investimentos necessários para assegurar a adequação e certificação de infraestruturas da REN no quadro da política pública no setor da energia em Portugal. A REN identificou um conjunto de parceiros-chave no setor global da energia que através das suas competências em áreas-chave têm vindo a suportar o desenvolvimento da análise quantitativa e qualitativa diferencial para permitir a injeção de hidrogénio na rede, de forma a assegurar, quer a sustentabilidade dos investimentos, quer a qualidade de serviço e a segurança de abastecimento das operações.

Face ao grau de desenvolvimento dos projetos do PCA, a REN introduziu no PDIRG o conjunto de investimentos necessários para assegurar a adaptação das infraestruturas no quadro da política pública em Portugal de forma a viabilizar o cumprimento das metas de neutralidade carbónica. Note-se que foram apresentados de forma transparente cenários possíveis para investimento nas infraestruturas nos próximos anos face ao grau de conhecimento atual baseado nos projetos que estão em curso, sendo expectável que, no decurso do horizonte entre submissão regular dos PDIRG, o PCA termine e seja possível consolidar o montante de investimento com precisão.

Comparativamente com o PDIRG 2022-2031, a proposta agora em consulta pública inclui já os resultados de estudos em curso no âmbito do PCA, os quais identificam a necessidade de um investimento adicional, em particular devido à necessidade de intervenções técnicas nas cabeças das cavidades e dos próprios furos (detalhados na proposta de Plano) para garantir a operacionalidade e a integridade do AS Carriço em cenários de veiculação de volumes de hidrogénio superiores 3-6% no SNG. Registe-se que sem esta intervenção a capacidade do SNG será limitada àqueles valores e não será suficiente para acomodar os projetos que manifestaram, até ao momento, interesse na ligação à RNTG.

De forma complementar aos projetos que viabilizam a injeção gradual de hidrogénio nas infraestruturas de transporte, armazenamento e distribuição, que configuraram na REN o desenvolvimento e implementação de um programa de adequação de ativos singular como o PCA, urge a definição pelo Estado concedente de um programa nacional que permita a validação e certificação gradual dos clientes domésticos e não domésticos, de forma a assegurar uma transição justa e eficaz para uma economia de baixo carbono, com acesso a gases de origem renovável, nomeadamente o H<sub>2</sub>. Neste contexto, o Grupo REN está disponível para colaborar com as entidades competentes no sentido de potenciar o desenvolvimento de programas específicos para a avaliação de conformidade das instalações de gás, como se têm vindo a desenvolver noutros países como a Alemanha, para certificar os pontos de consumo de acordo com o novo paradigma de disponibilização e consumo de gases de origem renovável.

## 4.2 Armazenamento Subterrâneo

O projeto de construção de duas novas cavernas salinas para armazenamento subterrâneo de gás, conforme explicitado na recente proposta de PDIRG, resulta de um imperativo legal decorrente da Resolução do Conselho de Ministros (RCM) n.º 82/2022, 27 de setembro e do Decreto-Lei n.º 70/2022, de 14 e outubro, que impõem ao operador do Armazenamento Subterrâneo do Carriço, a REN Armazenagem, S.A., no âmbito das suas atividades reguladas, que promova as diligências para assegurar o reforço da capacidade de armazenamento instalada em Portugal em, pelo menos, duas cavidades adicionais, para assegurar um montante complementar de capacidade de armazenamento subterrâneo superior a 1,2 TWh, bem como acomodar esta capacidade à totalidade das reservas de segurança ou outras que venham a ser definidas.



Note-se que a execução destes projetos decorre de uma missão conferida pelo Estado Português, consubstanciada em RCM, que implica o desenvolvimento de um projeto de conceção e construção de elevada complexidade técnica, com um prazo temporal alargado até ao seu comissionamento. Este projeto, além da fase de licenciamento e engenharia de detalhe para a construção de duas novas cavernas no Armazenamento Subterrâneo do Carriço, acarreta a mobilização de recursos de elevada escassez no mercado internacional, associados ao nicho de mercado de construção e desenvolvimento de armazenamento subterrâneo de gás em cavernas salinas, com um tempo de execução considerável (tipicamente 5 a 7 anos), como aliás referido na proposta de PDIRG.

Neste contexto, a REN, considerando os compromissos assumidos em matéria de política energética nacional, nomeadamente o Projeto Celorico da Beira - Zamora e o futuro do SNG, encontra-se a desenvolver os estudos de viabilidade e projetos de engenharia numa ótica de desenvolvimento de cavernas evitando sobrecustos futuros, na base da sua compatibilidade com 100% de hidrogénio, pese embora numa fase inicial sejam operadas em contexto de misturas de gás da RNTG. Esta opção visa garantir a flexibilidade de operação das novas infraestruturas no futuro, permitindo que o armazenamento estratégico de gás possa ser constituído parcial ou totalmente por H<sub>2</sub>.

Numa visão de futuro, o investimento remanescente necessário para operar cavernas 100% H<sub>2</sub> vai requerer além do *cushion gas adequado*, a instalação de compressores dedicados para 100% H<sub>2</sub>.

Se o aumento da capacidade de armazenamento solicitada pelo Governo tem motivações de reserva estratégica, já no que se refere à capacidade de extração, o seu valor ótimo deverá ser ponderado em termos técnico-económicos após o reforço da compressão do Carriço prevista também neste PDIRG e em face das necessidades do mercado, razão pela qual se optou por proceder à sua avaliação no próximo PDIRG, não comprometendo, porém, a constituição das reservas previstas na legislação e o cumprimento das orientações de política pública.

#### 4.3 Projetos 100% H<sub>2</sub>

Na sequência do acordo tripartido com vista à criação do corredor europeu de transporte de hidrogénio verde (H2Med) anunciado no dia 20 de outubro de 2022 em Bruxelas, pelo Presidente da França, o Presidente do Governo espanhol e o Primeiro Ministro português, foi solicitado à REN o desenvolvimento de um projeto que viabilizasse tecnicamente este objetivo, com comissionamento a prever para início do ano de 2030, bem como, para proceder à candidatura a Projeto de Interesse Comum (PIC) na Comissão Europeia (CE) até 15 de dezembro de 2022.

Considerando que o Programa H2REN em curso prevê a identificação de um *roadmap* de investimentos e de um conjunto de procedimentos operacionais para a conversão e certificação de ativos existentes para

100% de hidrogénio até final de 2024, a REN desenvolveu o projeto denominado “CelZa”, que combina a construção de novos gasodutos (interligação com Celorico da Beira - Zamora e troço interno Cantanhede - Zona da Figueira da Foz /Carriço) e a conversão de dois troços da RNTG para H2 (eixo Monforte-Celorico da Beira-Cantanhede).

A opção pela maximização do aproveitamento da infraestrutura de gás existente, em particular a conversão dos eixos Monforte-Celorico da Beira e Celorico da Beira-Cantanhede para 100% H2 suporta-se em três racionais principais:

1. Utilização da infraestrutura de gás existente enquanto solução técnica viável, custo eficaz e com menores impactos ao nível da ocupação do território para veicular 100% hidrogénio verde sendo o nível de investimento substancialmente inferior e já bem documentado na literatura;
2. Criação de condições técnicas para receber produção de hidrogénio verde numa zona de rede com baixa capacidade de receção num cenário de misturas de gás natural com hidrogénio, devido aos baixos consumos de gás (são no conjunto cerca de 3% do total nacional mesmo quando excluído o consumo das CCGT) que se verificam na região, e que, naturalmente são veiculados nas redes de transporte e distribuição de gás destas áreas;
3. Consumo reduzido de gás neste eixo (inferior a 1 TWh/ano) viabiliza as condições técnicas e económicas mais adequadas para implementação da solução técnica de adaptação que assegure, quer o abastecimento dos consumos de gás, quer a conversão de clientes para hidrogénio ou outras tecnologias.

Pese embora o projeto seja reconhecido por apresentar um contributo relevante no quadro do REpowerEU e para o processo de descarbonização e independência energética da União Europeia, tendo inclusivamente recebido o apoio público do Governo da Alemanha (o principal *offtaker*), este projeto representa um investimento relevante, sendo importante a procura e acesso a apoios financeiros para a sua concretização, de forma a reduzir os custos globais de investimento. Esta situação, associada aos prazos de candidatura do projeto a PIC e de apresentação do PDIRG 2024-2033 à DGEG e à ERSE, obrigou a remeter algumas atividades para fases subsequentes, nomeadamente o desenho e otimização de traçados bem como o processo de articulação com o Operador da Rede de Distribuição, atualmente em curso, para assegurar a transição destes ativos sem colocar em risco a segurança de abastecimento energético de nenhum cliente de gás atualmente abastecido através da RNTG.

Neste âmbito a REN e a Floene, Operador da Rede de Transporte e Operador da Rede de Distribuição, respetivamente, estão a trabalhar em conjunto para assegurar uma solução de transição segura e eficiente para todos os consumidores da região abastecidos pelo Sistema Nacional de Gás. Serão realizadas análises técnicas com vista a identificar os clientes críticos, a equação de soluções de

continuidade ou alteração do consumo de gás, designadamente a oportunidade de conversão de clientes para hidrogénio, a estimativa de custos e priorização dos troços da RNTG a converter para 100%.

Acresce a esta situação, que os Operadores da Rede de Transporte, português (REN), espanhol (Enagas) e franceses (GRT Gaz e Térega) criaram também um Grupo de Trabalho para suportar de forma articulada e conjunta o desenvolvimento de todos os projetos de investimento inseridos no Corredor Verde de hidrogénio H2MED, nomeadamente:

- Candidatura a PIC;
- Avaliação custo benefício no âmbito do processo PIC, comumente conhecida como CBA;
- Apresentação do projeto à Comissão Europeia;
- Garantir articulação futura das fases de implementação do corredor de H2 verde.

Em face das políticas energéticas nacionais se encontrarem ainda em revisão por forma a incorporarem nos seus Planos Nacionais de Energia e Clima a ambição reforçada da União Europeia nos seus planos de descarbonização e redução da dependência energética, estão ainda em articulação cenários de produção e consumo de H2 que se consolidarão em função dos documentos oficiais e públicos de política energética que vierem a ser concluídos. Não obstante, tendo por base a informação que os estados membros têm partilhado com a CE e com o trabalho desenvolvido no âmbito deste grupo de trabalho, tem sido possível desenvolver e cernir um conjunto de análises sobre os benefícios e custos do projeto.

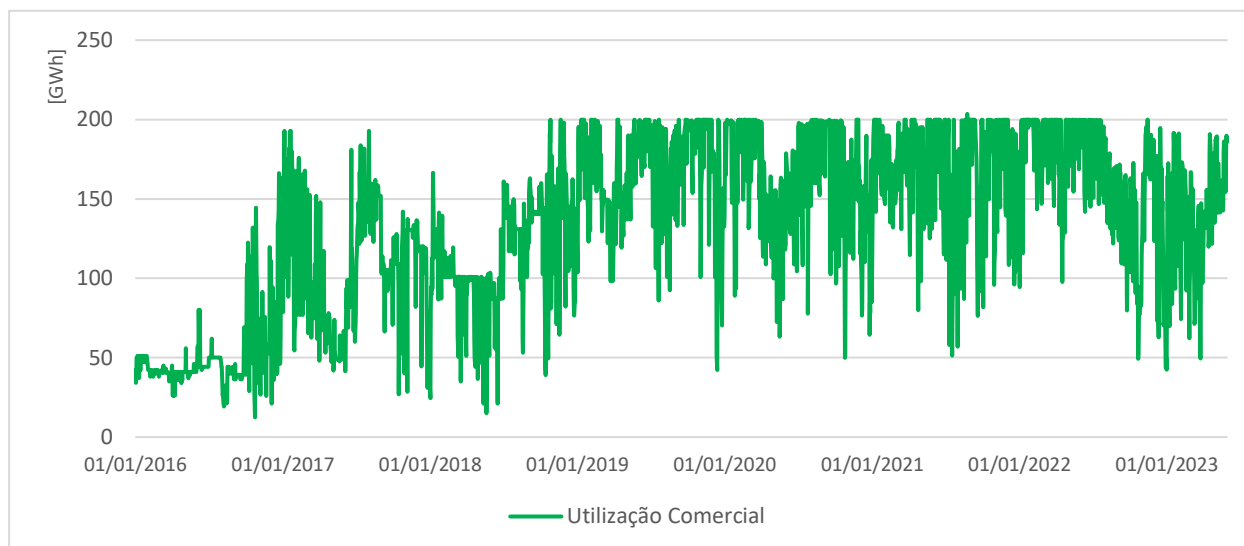
Naturalmente, e consolidados estes resultados, a REN disponibiliza-se para partilhar os resultados destes estudos, bem como para esclarecer qualquer questão que o Concedente ou Regulador entendam necessária para suporte à tomada de decisão final de investimento, que deverá ter concretizada no âmbito deste PDIRG para cumprir com a data objetivo de entrada em serviço no início de 2030.

#### 4.4 Estação de compressão do Carregado

A proposta de construção de uma estação de compressão no Carregado decorre da necessidade de melhoria das condições de escoamento de gás que é sentida desde há vários anos pelo mercado nacional sobre a capacidade de regaseificação do Terminal de Sines.

Desde o ano de 2016 que a solicitação por capacidade de regaseificação observou elevado crescimento que estabilizou no nível de contratação máximo, consolidado por efeito da conclusão dos contratos históricos de aprovisionamento por gasoduto desde o Norte de África, tornando o Terminal de Sines responsável por níveis de abastecimento ao mercado nacional persistentemente acima de 90%. Os níveis de utilização comercial de regaseificação são apresentados no gráfico seguinte:

Figura 2 - Utilização comercial de regaseificação no Terminal



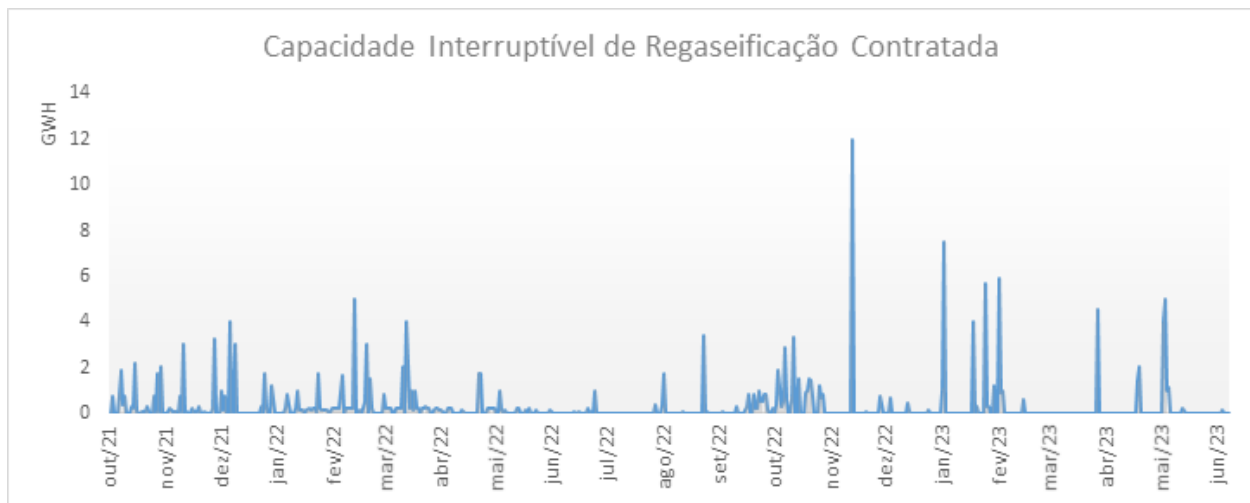
A procura por capacidade de regaseificação alcançou a totalidade da oferta ao mercado (200 GWh/dia) desde junho de 2019 e, desde então, com a ocorrência sucessiva de congestionamentos nos processos de atribuição de capacidades:

Quadro 1 - Capacidade de regaseificação desde jun/2019

| Produto Regaseificação | Capacidade Anunciada | Capacidade Solicitada | Capacidade Atribuída | Prémio Total |
|------------------------|----------------------|-----------------------|----------------------|--------------|
| Mensal Jun-19          | 55 000 000           | 57 000 000            | 55 000 000           | 0,0 M€       |
| Trimestral Q3-19       | 56 000 000           | 66 000 000            | 56 000 000           | 0,0 M€       |
| Anual 19/20            | 200 000 000          | 203 000 000           | 200 000 000          | 0,0 M€       |
| Anual 20/21            | 200 000 000          | 262 020 000           | 200 000 000          | 55,2 M€      |
| Anual 21/22            | 200 000 000          | 204 700 000           | 200 000 000          | 0,1 M€       |
| Anual 22/23            | 200 000 000          | 215 100 000           | 200 000 000          | 2,4 M€       |

Este panorama de congestionamento constante é acompanhado pela contratação ainda relevante de capacidade interruptível de regaseificação através de sobrenomeação, o que, tendo presente o risco associado à utilização deste tipo de capacidade devido à sua natureza interruptível, realça a relevância do aumento da capacidade do ponto para o mercado.

No gráfico seguinte é apresentada a contratação de capacidade interruptível de regaseificação desde outubro de 2021, evidenciando-se assim a procura por este produto, mesmo nas condições referidas.



O investimento proposto pelo operador da RNTG, estimado em 45,4 milhões de euros, possibilitará a colocação em mercado de toda a capacidade de regaseificação existente no Terminal de Sines, que totaliza 320 GWh/dia e representa uma oferta adicional de até 120 GWh/dia face à atual (equivalente a uma faturação adicional na RNTG e no Terminal de até 18,5 M€ anuais à tarifa atual), com os seguintes benefícios a nível sistémico nacional:

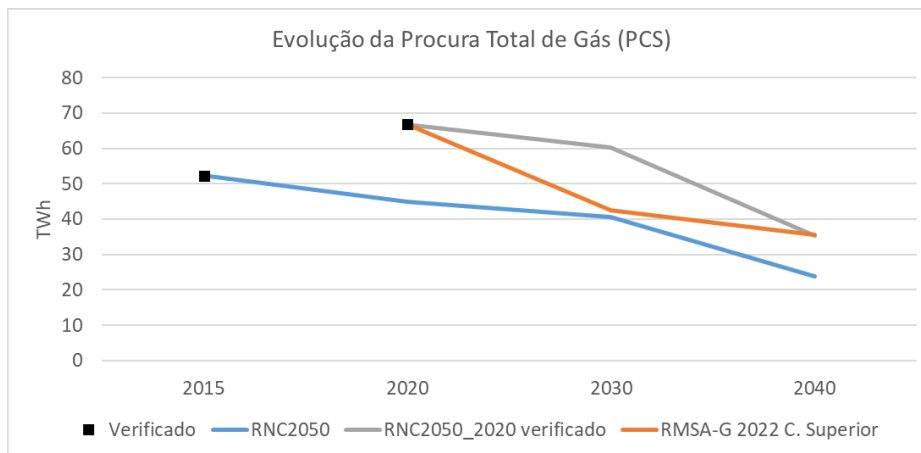
- melhoria da resposta a pontas de consumo e reforço das ligações entre infraestruturas do sistema, promovendo o aumento da segurança do abastecimento ao mercado nacional, nomeadamente através da maior rotação dos stocks de GNL rececionados no Terminal de Sines e o reforço da sua veiculação para o Armazenamento Subterrâneo do Carriço;
- aumento da utilização das capacidades já instaladas no Terminal de Sines, possibilitando a diluição dos custos de funcionamento das infraestruturas nas respetivas tarifas, evitando os sobrecustos já verificados nos processos de resolução de congestionamentos devido a oferta de capacidade insuficiente face à procura;
- maior abertura da utilização do Terminal de Sines por via da melhoria das condições de programação de médio e longo prazo na comercialização de gás, viabilizando, por exemplo, uma maior utilização da capacidade de exportação do sistema pelas interligações internacionais de quantidades de energia, depois de satisfeita a procura nacional.

A proposta de investimento na Estação de Compressão do Carregado como elemento de maximização de oferta da capacidade de regaseificação do Terminal de Sines para ir ao encontro da procura demonstrada, assenta em critérios de reforço da segurança de abastecimento, melhoria da competitividade no mercado nacional de energia e redução dos custos de utilização das infraestruturas, enquadrando o papel do Terminal de Sines no contexto do funcionamento do mercado de energia ibérico, a par dos restantes Terminais de GNL que oferecem capacidades em horizontes temporais de até 15 anos.

## 5 PROCURA

O RNC 2050 foi publicado em 2019, tendo como ponto de partida os valores de consumo de gás verificados em 2015. Já o PDIRG 2023, que tem como suporte o RMSA-E 2022, tem por base os valores verificados do consumo de gás até 2021, ou seja, tem subjacentes dados mais recentes do que os considerados no RNC 2050.

Figura 3 - Evolução da Procura Total de Gás (PCS), em Portugal Continental



Assim, nestas condições, em 2030, o consumo total de gás prospetivado no limite superior do RNC 2050 é inferior em cerca de 5% face ao Cenário Superior do RMSA-G 2022 (que serviu de base ao PDIRG 2023). Esta diferença aumenta para cerca de -33%, em 2040.

Contudo, se aplicarmos ao RNC 2050 as taxas de evolução nos períodos 2020-2030 e 2030-2040, partindo do valor de consumo de gás verificado em 2020, ou seja, atualizando o ponto de partida do RNC 2050 aos valores efetivamente verificados, constatamos que a evolução atualizada do RNC 2050 é superior em 2030 face ao RMSA-G 2022 em cerca de +41%, e praticamente igual em 2040.

Desta forma, conclui-se que a evolução da procura de gás do RMSA-G 2022, devidamente aprovado pelo membro do Governo responsável pela área da energia, e que suporta o PDIRG 2023, é, em termos de consumo de gás, muito mais conservadora em 2030 e praticamente igual em 2040, face à evolução do RNC 2050. Assim sendo, considera-se que a proposta da evolução da procura do gás natural nos próximos anos prevista no PDIRG 2023, está devidamente enquadrada e justificada, e responde às necessidades previstas para o exercício em questão.

Sublinha-se ainda que as conclusões apresentadas anteriormente têm igualmente aplicação direta quando se realiza a comparação entre as evoluções dos consumos totais de gás do Cenário Central do RMSA-G 2022 (PDIRG) vs o limite inferior previsto no RNC 2050.

Os cenários de evolução da procura de gás apresentados no PDIRG 2023 têm por base as previsões constantes do “Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás para o período 2023-2040” (RMSA-G 2022) e são desagregadas pelos seguintes mercados:

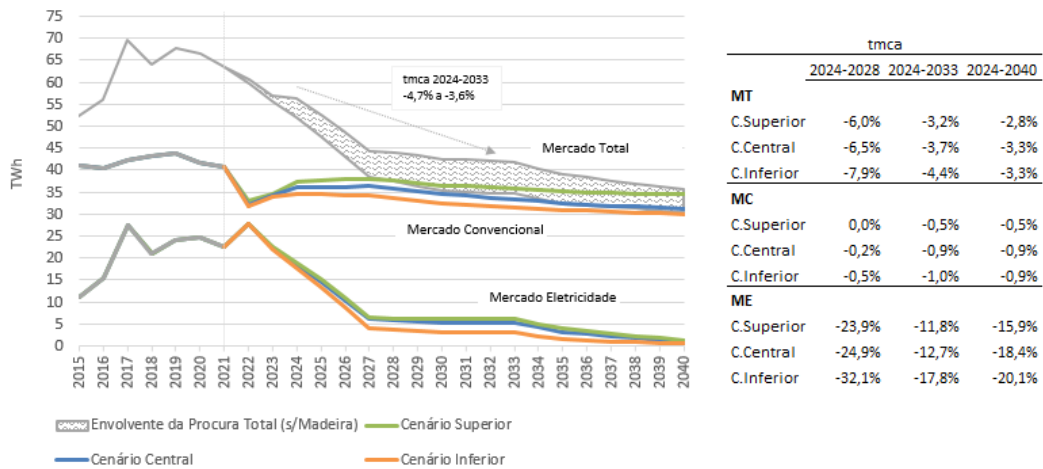
- Mercado Convencional (MC), que inclui a procura de gás nos sectores da Indústria, Cogeração, Residencial e Terciário;
- Mercado de Eletricidade (ME), que inclui a procura de gás de centrais termoelétricas para produção de eletricidade em regime ordinário (PRO).

O exercício de cenarização subjacente ao PDIRG em apreço pretende enquadrar os diferentes desafios subjacentes ao processo de transição energética para uma economia com uma menor intensidade carbónica no consumo de energia, rumo a um crescimento económico sustentável em termos ambientais, assumindo que o gás terá um papel fundamental conducente à materialização das mudanças necessárias para se atingir esse objetivo no muito longo prazo.

Por conseguinte, estão implícitas diferentes vertentes económicas, sociais, energéticas e tecnológicas de modo a permitir a construção de cenários suficientemente contrastantes, enquadrados com os diferentes desafios decorrentes dessa transição energética, tendo, contudo, consciência de que a incerteza é um fator expressivo e condiciona as diferentes dinâmicas e trajetórias.

Os resultados obtidos para ambos os mercados estão ilustrados na figura seguinte, assim como a representação da envolvente da procura total prevista (MT). Os cenários de evolução da procura de gás no mercado de eletricidade têm por base os estudos desenvolvidos no contexto da “Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional - Período 2023-2040” (RMSA-E 2022).

Figura 4 - Evolução prevista da procura anual de gás no RMSA-G 2022 e PDIRG 2023



Como se pode observar, em todos os períodos apresentados a procura total de gás decresce de forma significativa em todos os cenários desenvolvidos. Em concreto, no período abrangido pelo PDIRG 2023 a procura total de gás apresenta variações médias anuais entre -6,0% e -7,9% no período 2024-2028 e entre -3,6% e -4,7% no período 2024-2033.

O mercado da eletricidade apresenta variações bastante negativas, fortemente influenciado pelo grande incremento das Fontes de Energias Renováveis para produção de eletricidade previsto no PNEC 2030 e ainda mais reforçado no RMSA-E 2022, nomeadamente de eólica e de solar, bem como pelas medidas de eficiência energética e aumento do autoconsumo que conduzem a uma redução do consumo de eletricidade abastecido pela rede pública. Neste sentido, no longo prazo todos os cenários são caracterizados por uma substancial redução na procura de gás, induzida pela menor utilização das centrais a ciclo combinado.

Relativamente ao mercado convencional, a procura de gás apresenta taxas de evolução negativas em quase todos os cenários. Os resultados e tendências de longo prazo advêm das diferentes trajetórias de crescimento económico que sustentam cada cenário e do nível de equilíbrio das taxas de crescimento do consumo de gás dos diferentes sectores, bem como das perspetivas de evolução da eficiência energética e da mobilidade a gás, nomeadamente ao nível da mobilidade dos pesados, de passageiros e mercadorias, e marítimo no cumprimento das metas de emissões impostas.

Por setores de consumo afigura-se importante destacar o seguinte:

- O setor da Cogeração tem subjacente um decréscimo significativo na procura prevista de gás. Face aos valores ocorridos em 2021 esta redução atinge valores de 41% em 2030 e entre 49% e 58% em 2040.
- No mesmo sentido, o efeito da implementação das medidas de eficiência energética previstas na Estratégia de Longo Prazo para a Renovação de Edifícios (ELPRE) para os setores

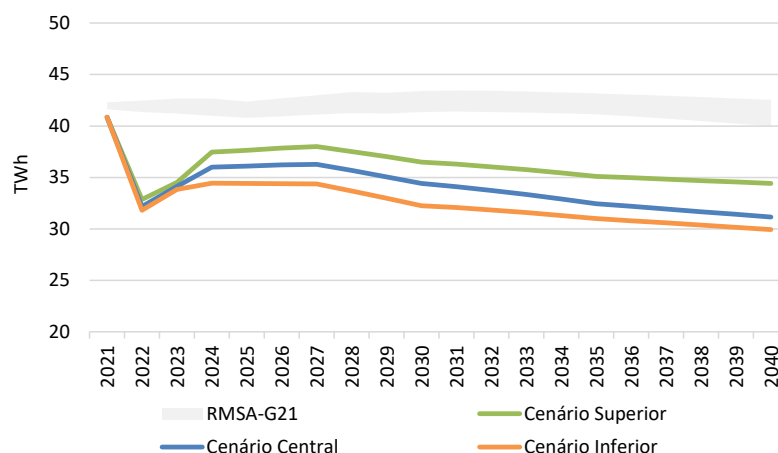


Residencial e Serviços condicionam a trajetória de evolução da procura de gás nestes setores. No setor Residencial é mais visível o impacto das poupanças na segunda década de previsão, apresentando taxas de evolução mais negativas entre 2030 e 2040 devido ao maior esforço na implementação de medidas de eficiência energética. Consoante os cenários, o impacto na procura de gás do setor Residencial oscila entre -6% e -8% em 2030 e -36% e -46% em 2040. No setor dos Serviços varia entre -12% e -15% em 2030 e -35% e -44% em 2040.

- No setor Terciário, para além do impacto da ELPRE nos Serviços, há, ainda, a assinalar o efeito oposto na procura decorrente do crescimento da mobilidade a gás no setor dos Transportes. Contudo, o impacto desta vertente foi revisto em baixa no RMSA-G 2022 pois prevê-se uma menor penetração do GNC/GNL no segmento dos pesados, fortemente pressionado pelas soluções BEV (veículos elétricos alimentados a bateria) que estão a evoluir a bom ritmo na Europa, particularmente nos transportes urbanos e mesmo de médio curso pela expectativa do desenvolvimento de soluções a pilha de combustível/H2.
- No setor industrial será de esperar a constante prossecução de sistemas de produção cada vez mais eficientes, com consumos energéticos previstos inferiores aos verificados em décadas anteriores. No entanto, deve-se salientar que a conversão de todos os processos produtivos para outras fontes de energia não se revela economicamente viável ou mesmo exequível em termos tecnológicos no médio/longo prazo.

A figura seguinte ilustra a comparação dos atuais cenários do mercado convencional (RMSA-G 2022) com os do RMSA-G 2021.

Figura 5 - COMPARAÇÃO DOS CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DA PROCURA ANUAL DE GÁS NO MERCADO CONVENCIONAL RMSA-G 2022 vs. RMSA-G 2021



Como está evidenciado na figura, as previsões atuais são bastante inferiores às do estudo anterior. No mercado convencional as distintas perspetivas de evolução futura da economia, os diferentes pressupostos na estimação dos coeficientes dos modelos estruturais, a tendência decrescente da

evolução da capacidade instalada em unidades de cogeração a gás, a menor penetração prevista para a mobilidade a gás e o impacto da implementação de medidas de eficiência energética decorrentes da ELPRE, estão na base dos diferenciais encontrados.

Comparativamente aos valores do RMSA-G 2021, o diferencial varia entre -6,9 e -9,1 TWh em 2030 e -8,1 e -10,3 TWh em 2040, sendo que todos os cenários estão abaixo da envolvente dos cenários do RMSA-G 2021, em todo o período de previsão. Em contrapartida, no mercado da eletricidade a variação face ao estudo anterior é bastante inferior à do mercado convencional, como se pode observar na tabela seguinte.

*Quadro 2 - DIFERENCIAL ENTRE OS CENÁRIOS DE EVOLUÇÃO DA PROCURA ANUAL DE GÁS*

RMSA-G 2022 vs. RMSA-G 2021

| TWh        | 2030  | 2040  |
|------------|-------|-------|
| <b>MT</b>  |       |       |
| C.Superior | -6,7  | -9,3  |
| C.Central  | -7,1  | -9,7  |
| C.Inferior | -11,6 | -11,9 |
| <b>MC</b>  |       |       |
| C.Superior | -6,9  | -8,1  |
| C.Central  | -7,6  | -8,8  |
| C.Inferior | -9,1  | -10,3 |
| <b>ME</b>  |       |       |
| C.Superior | 0,3   | -1,2  |
| C.Central  | 0,5   | -0,8  |
| C.Inferior | -2,5  | -1,5  |

Sempre que se inicia um novo exercício de previsão da procura de gás são analisadas as macrotendências de futuro, sejam económicas, sociais e demográficas, tecnológicas ou de política ambiental e energética, e avaliados os impactes que essas vertentes poderão ter na procura de gás em todos os setores de consumo, levando a ajustamentos nos cenários desenvolvidos. Adicionalmente, na construção dos cenários essas vertentes são enquadradas nos eixos do crescimento económico e da transição para uma menor intensidade carbónica, sendo que a velocidade a que essa transição irá decorrer no futuro depende não apenas da evolução dessas vertentes, mas também de instrumentos de política energética e fiscal facilitadores desta estratégia.

Em conclusão, e retomando a questão colocada, podemos afirmar que o decréscimo perspectivado não é apenas baseado na diminuição da procura no mercado elétrico como a pergunta assim o indicia, uma vez que o mercado convencional também apresenta taxas de evolução negativas e tem implícita uma procura de gás bastante inferior em relação ao estudo anterior (RMSA-G 2021). Todavia, deve ficar claro que a sua evolução segue a um ritmo que depende das várias dimensões referidas anteriormente, e que tem subjacente as metas de política energética fixadas, bem como o nível de ambição conducente à redução da intensidade carbónica da economia.