

## PRESIDÊNCIA DO CONSELHO DE MINISTROS

### Resolução do Conselho de Ministros n.º 41/2024

**Sumário:** Aprova o Plano de Ação para o Biometano 2024-2040.

O Acordo de Paris alcançado em 2015 estabeleceu um plano de ação para limitar o aquecimento global, no qual os governos acordaram um objetivo de longo prazo de manter o aumento da temperatura média mundial abaixo dos 2 °C em relação aos níveis pré-industriais e em envidar esforços para limitar o aumento a 1,5 °C.

Desde então, a União Europeia tem adotado diversas medidas e estratégias para combater as alterações climáticas e colocar os Estados-Membros rumo a uma neutralidade carbónica, incluindo o Pacto Ecológico Europeu, que representa um compromisso ambicioso para redução de, pelo menos, 55 % das emissões de gases com efeito de estufa até 2030.

A pandemia da doença COVID-19 originou uma emergência de saúde pública, com grandes impactos a nível social e económico, a que foi necessário dar uma resposta imediata no plano sanitário, bem como através de um conjunto significativo de medidas de apoio ao emprego e ao rendimento.

Assim, o Conselho Europeu criou o Next Generation EU, um instrumento de mitigação do impacto económico e social da crise, contribuindo para assegurar o crescimento sustentável de longo prazo e responder aos desafios da dupla transição climática e digital. Este instrumento contém o Mecanismo de Recuperação e Resiliência, onde se enquadra o Plano de Recuperação e Resiliência (PRR), um plano de investimentos para todos os portugueses, assente em três dimensões estruturantes: resiliência, transição climática e transição digital.

Com o intuito de minimizar o impacto na sociedade das repercussões da pandemia da doença COVID-19 e dos acontecimentos geopolíticos na Ucrânia, promovendo a coesão socioeconómica, a União Europeia determinou aos Estados-Membros a introdução de um capítulo respeitante ao REPowerEU no PRR.

Deste modo, Portugal apresentou um conjunto de investimentos e reformas no âmbito deste capítulo REPowerEU, com o objetivo de apoiar as suas ambições em termos de independência energética e transição ecológica, no contexto das novas condições geopolíticas e do mercado da energia.

Para promover o aumento da utilização de gases renováveis no processo de descarbonização do país, com especial foco na indústria e no setor dos transportes, enquanto se promove a economia circular e a valorização dos resíduos, Portugal incluiu uma reforma dedicada à promoção da produção e do consumo de biometano sustentável, criando as condições necessárias para o desenvolvimento de uma economia do biometano em Portugal.

No âmbito desta reforma, foi incluída como medida a adoção do plano de ação para o biometano, tendo em vista estabelecer a estratégia para o desenvolvimento deste gás renovável no país, devendo a implementação desta medida estar concluída até 31 de março de 2024.

De acordo com a proposta apresentada, o plano de ação para o biometano deverá propor medidas para assegurar um quadro regulamentar favorável, juntamente com um conjunto de políticas públicas que apoiem a criação de um mercado interno do biometano, tanto para apoiar a produção como para incentivar o consumo.

Acresce ainda que na revisão do Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030), enviada à Comissão Europeia em junho de 2023, encontra-se prevista na Linha de Atuação 3.6. (promover a produção e consumo de gases renováveis), que estabelece a adoção do plano de ação para o biometano em Portugal, por forma a dar continuidade aos compromissos assumidos de garantir a transição energética enquanto alavanca de competitividade e reduzir as emissões de gases com efeito de estufa.

Neste contexto, é aprovado o Plano de Ação para o Biometano 2024-2040 (PAB), o qual estabelece uma estratégia integrada e sustentada, para o desenvolvimento do mercado do biometano em Portugal.

Esta estratégia prevê duas fases, com horizontes temporais distintos: uma primeira fase que tem como objetivo a criação de um mercado do biometano em Portugal, e uma segunda fase que tem como objetivo o reforço e consolidação do mercado do biometano em Portugal. Adicionalmente, apresenta-se ainda um eixo complementar, que será transversal ao aproveitamento do biometano a nível nacional, que tem por objetivo garantir a sustentabilidade social e ambiental.

Ante o exposto, a aprovação do PAB é urgente, inadiável e indispensável, não só para a concretização das políticas públicas de transição energética, cruciais à transformação da economia nacional, como também para o cumprimento de um marco PRR assumido por Portugal.

Por conseguinte, a não aprovação do presente diploma sempre resultaria num grave prejuízo para o interesse público, adiando o desenvolvimento do mercado do biometano e, conseqüentemente, o cumprimento das metas ambientais já assumidas por Portugal, a que acresce o incumprimento de um marco fundamental do PRR.

Foram ouvidas a Entidade Reguladora dos Serviços de Águas e Resíduos e a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

Assim:

Nos termos do n.º 8 do artigo 28.º da Lei n.º 4/2004, de 15 de janeiro, na sua redação atual, e da alínea g) do artigo 199.º da Constituição, o Conselho de Ministros resolve:

1 – Aprovar o Plano de Ação para o Biometano 2024-2040 (PAB 2024-2040), que consta do anexo à presente resolução e da qual faz parte integrante.

2 – Criar um grupo de acompanhamento do PAB, para o seu acompanhamento e coordenação, coordenado pelo Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I. P. (LNEG, I. P.)

3 – Determinar que a composição, a estrutura, as competências e as regras de funcionamento do grupo de acompanhamento do PAB são fixadas por despacho dos membros do Governo responsáveis pelas áreas da Administração Pública, das finanças e do ambiente e da ação climática.

4 – Determinar que os membros do grupo de acompanhamento do PAB não auferem qualquer remuneração ou abono pelo exercício das suas funções, incluindo senhas de presença e ajudas de custo.

5 – Determinar que a avaliação da execução do PAB é efetuada pelo grupo de acompanhamento, com periodicidade anual a contar da data da aprovação da presente resolução, e cujo resultado deve ser publicitado nos sítios na Internet do LNEG, I. P.

6 – Estabelecer que compete ao grupo de acompanhamento do PAB apresentar ao Governo proposta de revisão do PAB, até 31 de dezembro de 2026.

7 – Determinar que a presente resolução produz efeitos a partir da data da sua aprovação.

Presidência do Conselho de Ministros, 22 de fevereiro de 2024. — O Primeiro-Ministro, António Luís Santos da Costa.

## ANEXO

(a que se refere o n.º 1)

### Plano de Ação para o Biometano 2024-2040

#### Sumário executivo

Com as novas metas climáticas europeias e nacionais, a produção e o consumo de biogás <sup>(1)</sup> e de biometano <sup>(2)</sup> provenientes de resíduos tornam-se cada vez mais relevantes, ao contribuírem para a descarbonização da economia nacional e para a diminuição da utilização de gás natural estabelecida no âmbito do Pacto Ecológico Europeu. A produção e o consumo de gases renováveis

assumem assim um papel importante na atração de novas indústrias verdes e, em particular, na descarbonização da indústria pesada e do setor dos transportes. Além de promover o desenvolvimento de setores estratégicos através da produção e do consumo de um gás renovável, a cadeia de valor do biometano gera ainda um coproduto – o digerido <sup>(3)</sup> – que pode ser utilizado na agricultura enquanto fertilizante ou corretivo orgânico, sendo uma mais-valia para o desenvolvimento regional e para a promoção de uma economia circular. Assim, a utilização do biometano tem impactos positivos em termos socioeconómicos, contribuindo para uma maior coesão territorial, gerando emprego, potenciando o crescimento económico sustentado e contrariando a atual tendência crescente de despovoamento dos territórios do interior e de menor aptidão agrícola; e ambientais, reduzindo as emissões de gases com efeito de estufa (GEE) e promovendo a circularidade e a valorização dos resíduos.

Adicionalmente, a necessidade de substituir as importações de gás natural da Federação da Rússia veio reavivar as preocupações com a segurança energética europeia e revalorizar as tecnologias de produção de biogás e de biometano. De acordo com o recente plano da União Europeia (UE) para reduzir a dependência do gás e do petróleo russos (REPowerEU), o biometano pode substituir até 10 % do gás natural fóssil consumido na UE até 2030. A nível nacional, a indústria associada a estes gases está numa fase inicial, sendo fundamental uma estratégia integrada de promoção do seu desenvolvimento.

Neste contexto, o Plano de Ação para o Biometano (PAB) assume a seguinte visão estratégica:

Promover o mercado do biometano como uma forma sustentável de reduzir as emissões de GEE, descarbonizar a economia nacional, reduzir as importações de gás natural utilizado nos setores industriais e doméstico, incluindo o seu uso na mobilidade, aproveitando integralmente os recursos endógenos existentes em vários setores.

Com base nesta visão, o PAB estabelece uma estratégia integrada que visa desenvolver o mercado do biometano em Portugal de forma sustentada. Esta estratégia prevê duas fases com horizontes temporais distintos e um eixo complementar que é transversal ao aproveitamento do gás a nível nacional:

- Fase 1: Criação de um mercado do biometano em Portugal;
- Fase 2: Reforço e consolidação do mercado do biometano em Portugal;
- Eixo transversal: Garantir a sustentabilidade social e ambiental.

Assim, o presente PAB apresenta 20 linhas de ação, que têm como objetivo preparar e capacitar Portugal para o aproveitamento do biometano. Numa primeira fase (2024-2026), o PAB propõe medidas para iniciar a produção e o fornecimento do gás renovável e desenvolver o mercado através da produção de biogás já existente, principalmente a partir de resíduos urbanos (RU), além do investimento em novas unidades de produção enquadradas nos projetos já aprovados no setor agropecuário e agroindustrial, da criação de um quadro de incentivos para o biometano, da clarificação dos procedimentos de licenciamento e do estudo e gestão da integração do gás renovável na rede a nível regional. A maior parte destas ações deve ser implementada até ao final de 2026, assumindo um caráter prioritário. Numa segunda fase (2026-2040), em complemento com a Fase 1, são apresentadas linhas de ação a médio-prazo, centradas na consolidação do mercado e no aumento da escala de produção de biometano. Estas medidas incluem, na generalidade, o reforço do aproveitamento do potencial no setor pecuário (estrumes e chorumes), a avaliação estratégica de tecnologias inovadoras e produtos associados à produção de biometano como o digerido e o CO<sub>2</sub> biogénico e a consequente criação de novas cadeias de valor, assim como o aumento do financiamento em investigação, desenvolvimento e inovação (I&D&I) nas áreas de investigação associadas ao aproveitamento deste gás alternativo e renovável. Por fim, o eixo transversal foca-se na sustentabilidade das ações necessárias ao crescimento do mercado e na participação ativa da sociedade no desenvolvimento do setor.

Para além das 20 linhas de ação, o relatório apresenta ainda os seguintes contributos principais:

- A criação de um mercado do biometano em Portugal deve focar-se em cinco setores estratégicos para o seu desenvolvimento – RU, águas residuais, agricultura, pecuária e agroindústria – focando-se na reconversão da produção de biogás já existente para biometano e no investimento em novas unida-

des de biometano em regiões de interesse, em particular através do aproveitamento de resíduos com elevado potencial;

- Estima-se que o potencial de implementação do biometano a partir da digestão anaeróbia <sup>(4)</sup> das matérias-primas residuais destes cinco setores estratégicos atinja cerca de 2,7 TWh em 2030, permitindo a substituição de até 9,1 % do consumo de gás natural previsto para o mesmo ano. Estima-se que em 2040 a digestão anaeróbia permitirá produzir 3,1 TWh, sendo possível, através do uso de novas tecnologias como a gaseificação e o *power-to-methane*, escalar a produção para 5,6 TWh e atingir valores de substituição do gás natural até 18,6 %, considerando o consumo previsto na Rede Pública de Gás (RPG) em 2030;

- Para concretizar este potencial é essencial prosseguir o quadro de apoio ao investimento ou à operação, que pode ser via apoios ao CAPEX ou OPEX, nomeadamente pelo enquadramento destes apoios no âmbito das estruturas reguladas dos operadores de distribuição do sistema nacional de gás.

### Resumo do PAB

| Fase 1<br>(início em 2024)  | Fase 2<br>(2026-2040)  | Eixo transversal<br>(2024-2040)  |
|---|--|--|
| Prioridade 1: Acelerar o desenvolvimento da produção de biometano.  | Prioridade 3: Escalar a produção de biometano em Portugal.   | Prioridade 6: Assegurar a sustentabilidade da fileira do biometano.  |
| L1. Prosseguir um quadro de apoios à produção de biometano.   | L9. Incentivar as entidades gestoras do setor das águas residuais a utilizar e maximizar a digestão anaeróbia de lamas.  | L18. Garantir uma utilização sustentável do potencial de biometano em Portugal.  |
| L2. Efetivar a recolha seletiva de biorresíduos e capacitar os sistemas de gestão de resíduos urbanos (SGRU) a maximizar a valorização orgânica por digestão anaeróbia.   | L10. Escalar a valorização orgânica de efluentes pecuários e agroindustriais no processo de produção de biometano.   |  |
| L3. Fomentar a reconversão de unidades de biogás já existentes para biometano e acelerar a implementação de projetos já aprovados e/ou em desenvolvimento no setor agropecuário e agroindustrial.                                 | L11. Diversificar a base tecnológica de produção de biometano além da digestão anaeróbia.  |  |
| L4. Estabelecer metas de incorporação de biometano na RPG.  | Prioridade 4: Desenvolver e criar cadeias de valor a nível regional.   | Prioridade 7: Estimular e reforçar sinergias entre os atores da cadeia de valor.<br><br>L19. Aumentar a consciencialização e capacitar a indústria nacional para o aproveitamento do potencial do biometano nos principais setores de interesse, utilizando os roteiros, <i>clusters</i> e sistemas já existentes. |
| L5. Explorar oportunidades para o biometano no setor dos transportes e incentivar o consumo de biometano na indústria, em particular nas indústrias abrangidas pelo Sistema de Gestão dos Consumos Intensivos de Energia (SGCIE). | L12. Promover a codigestão de matérias-primas complementares, sem comprometer benefícios ambientais.   |  |
| L6. Realizar estudos prospetivos para a implementação estratégica de projetos e avaliar necessidades de novas ligações à infraestrutura atual para a injeção de biometano a nível regional.                                       | L13. Estimular a criação de comunidades de biometano ou <i>pipelines</i> virtuais para a produção de biometano e sua injeção na rede de gás.   |  |
| Prioridade 2: Criar um quadro regulatório adequado.   | L14. Estimular a criação de soluções de recolha centralizadas a nível regional a associadas a comunidades de biometano ou <i>pipelines</i> virtuais para garantir acesso a matérias-primas de qualidade. |  |
| L7. Promover a injeção de biometano na RPG.   | L15. Implementar uma estratégia para o digerido enquanto matéria fertilizante de modo a permitir o crescimento do mercado de biometano.  | L20. Integrar a sociedade civil e os órgãos de administração pública regionais e locais no desenvolvimento do setor e promover um envolvimento participativo de todos os atores na cadeia de valor.  |

| Fase 1<br>(início em 2024)   | Fase 2<br>(2026-2040)   | Eixo transversal<br>(2024-2040) |
|--|---|---------------------------------|
| L8. Clarificar o quadro regulamentar e agilizar os processos de licenciamento. | Prioridade 5: Reforçar e promover a investigação e a inovação.  |                                 |
|  | L16. Promover a inovação na cadeia de valor, incluindo a valorização do digerido, valorização do CO <sub>2</sub> resultante do processo de purificação do biogás e o uso de tecnologias alternativas de produção de biometano em diferentes setores de atividade. |                                 |
|  | L17. Reforçar a avaliação estratégica para a concretização da produção de biometano e utilização do CO <sub>2</sub> biogénico por tecnologias inovadoras identificadas como de elevado potencial.   |                                 |

### 1 – O biometano no contexto europeu e nacional

A volatilidade dos mercados de gás no período pós-pandemia, exacerbada pela existência de tensões geopolíticas junto às fronteiras europeias, veio reacender a discussão em torno do papel do gás natural na matriz energética da Europa. A diversificação do aprovisionamento de gás através da produção de gases renováveis como o hidrogénio e o biometano é uma das soluções para a diminuição das importações de gás natural e a eliminação progressiva da dependência em relação aos combustíveis fósseis, com benefícios também ao nível da exposição dos consumidores aos preços voláteis do gás natural.

No âmbito do plano REPowerEU, a UE assumiu em 2022 a necessidade de aumentar a produção de biometano, duplicando ambições para 2030 (ambição de produzir 35 mil milhões de metros cúbicos de biometano sustentável) e apontando este gás alternativo como um dos pilares para uma energia mais segura e sustentável na Europa. Para alcançar estes objetivos, a UE avançou com uma série de ações que visam alargar a produção sustentável de biogás a partir de resíduos tendo em vista a sua transformação em biometano. Uma das principais ações propostas foi a criação de uma parceria industrial para o biogás e o biometano <sup>(5)</sup>, de modo a desenvolver a sua produção e utilização sustentáveis. A esta proposta juntam-se outras como a aceleração da concessão de licenças para projetos de energias renováveis, o incentivo a novos investimentos em biogás e biometano, assim como a avaliação dos desafios e barreiras existentes em matéria de infraestruturas que possam impedir o aproveitamento do potencial dos gases renováveis na Europa <sup>(6)</sup>.

Enquanto alternativa sustentável ao gás fóssil, o biometano é um combustível equivalente ao gás natural que pode ser obtido através do *upgrading* de biogás (proveniente da digestão anaeróbia) ou da metanação do gás de síntese (procedente da gaseificação), ou ainda, através de um processo designado como *power-to-methane*, que tem elevado potencial de desenvolvimento num futuro próximo. A tabela 1 apresenta a composição típica do biogás (variável conforme o material a ser degradado e as condições químicas e físicas que influenciam o processo da digestão anaeróbia), biometano e gás natural.

**Tabela 1 – Composição típica do biogás, biometano e gás natural**

| Composição do gás  | Biogás (%) | Biometano (%) | Gás natural (%) |
|--------------------|------------|---------------|-----------------|
| Metano             | 50-75      | 94-99,9       | 93-98           |
| Dióxido de carbono | 25-45      | 0,1-4         | 1               |
| Azoto              | < 2        | < 3           | 1               |
| Oxigénio           | < 2        | < 1           | –               |

| Composição do gás                              | Biogás (%) | Biometano (%) | Gás natural (%) |
|--|------------|---------------|-----------------|
| Hidrogénio                                     | < 1        | Vestígios     | –               |
| Ácido sulfídrico (ppm)                         | 20-20 000  | < 10          | –               |
| Amoníaco                                       | Vestígios  | Vestígios     | –               |
| Etano  | –          | –             | < 3             |
| Propano  | –          | –             | < 2             |
| Siloxanos                                      | Vestígios  | –             | –               |
| Água   | 2-7        | –             | –               |
| Poder calorífico inferior (MJ/m <sup>3</sup> ) | 16-28      | 36            | 37-40           |

Neste contexto, Portugal possui condições favoráveis para a implantação de tecnologias de produção de biometano. Porém, o seu aproveitamento representa um desafio significativo, tendo em conta que a criação e o crescimento do mercado implicam a mobilização de setores estratégicos a nível nacional e um conjunto de investimentos em termos de infraestrutura de produção e de distribuição. Este passo é fundamental na transição para um modelo energético mais sustentável e para a descarbonização de vários setores da economia nacional, sendo essencial acelerar o desenvolvimento dos mercados internos de vetores de descarbonização que possam ajudar a concretizar a agenda energética e climática nacional para as próximas décadas (Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050, aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 107/2019, de 1 de julho, e o Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030), aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho). Este desenvolvimento é uma temática complexa que requer a implementação de uma estratégia concertada, capaz de criar as condições adequadas para estimular o desenvolvimento de todos os pontos da cadeia de valor, desde a oferta e produção até à procura e consumo.

Neste sentido, e à luz do processo em curso de atualização dos planos nacionais de energia e clima, o PAB dá resposta às diretrizes europeias em matéria de planeamento para aumentar a utilização do biometano e propõe uma estratégia integrada, a partir de 2024 e tendo como horizonte 2040, para o aproveitamento do potencial de biometano em Portugal. O principal objetivo é acelerar as transformações necessárias para a criação de um mercado para este gás alternativo e renovável a nível nacional, assegurando a existência de um enquadramento regulatório que maximize as oportunidades de investimento no setor e minimize eventuais efeitos negativos na sociedade e no ambiente.

Em concreto, o plano apresenta um conjunto de 20 linhas de ação que estabelecem uma visão coerente e interligada para um desenvolvimento tão rápido quanto possível da produção e consumo de biometano. Em termos de calendarização, as propostas encontram-se organizadas de forma progressiva, mas complementar, com as medidas consideradas mais estruturais a serem implementadas desde já e com maior urgência.

Desta forma, na Fase 1 (horizonte 2024-2026) as principais prioridades passam por criar uma cadeia de valor para o biometano em Portugal, através do início do desenvolvimento do mercado interno do biogás para biometano e a implementação de um quadro regulatório ágil e uma política pública de incentivos favorável à reconversão e criação de novas instalações de biogás e a sua limpeza e purificação para biometano. Na Fase 2 (horizonte 2026-2040), em complemento com o desenvolvimento da produção de biometano iniciado na Fase 1, ocorrerá a consolidação e criação de novas cadeias de valor para o biometano, nos vários setores, assim como o apoio a atividades de investigação e inovação tendo em vista o desenvolvimento de novas soluções tecnológicas promissoras (ex. gaseificação, metanação), tanto para a produção de biometano como utilização do CO<sub>2</sub> biogénico resultante da purificação do gás. Para o horizonte temporal pós-2026 e até 2040, deverá continuar a ser dada primazia ao crescimento do setor através do reforço de opções estratégicas para concretizar o potencial de biometano identificado e da entrada em produção comercial de unidades de biometano por tecnologias avançadas que utilizem outras matérias residuais, tais como resíduos florestais, cuja origem cumpra os critérios de sustentabilidade da Diretiva das Energias Renováveis (RED II) ou através do cultivo de

algas. Por fim, o PAB pretende garantir a sustentabilidade do setor através da integração adequada dos aspetos socioeconómicos e ambientais ligados à sua produção e o envolvimento participativo dos vários atores da cadeia de valor.

## 2 – Visão para o biometano em Portugal

### 2.1 – Visão estratégica

O papel dos gases renováveis na transição energética é cada vez mais reconhecido a nível mundial, uma vez que estes permitem o armazenamento de energia e podem ser usados como base na produção de outros combustíveis renováveis. O aproveitamento e produção de gases de origem renovável, incluindo o biometano, pode ainda contribuir para potenciar o cumprimento das metas nacionais de incorporação de fontes renováveis no consumo final de energia e para a descarbonização dos consumos, com particular ênfase na indústria, no setor doméstico e na mobilidade (sobretudo transporte rodoviário pesado de passageiros e mercadorias e transporte marítimo).

Desta forma, e considerando o contributo que o biometano pode ter para o aumento da segurança energética através da diversificação das fontes e origens de energia, foi estabelecida a seguinte visão para o PAB:

Promover o mercado do biometano como uma forma sustentável de reduzir as emissões de GEE, descarbonizar a economia nacional, reduzir as importações de gás natural utilizado nos setores industriais e doméstico, incluindo o seu uso na mobilidade, aproveitando integralmente os recursos endógenos existentes em vários setores.

### 2.2 – Objetivos gerais

Em linha com esta visão estratégica foram definidos os seguintes objetivos gerais:

- Capacitar setores estratégicos para o aproveitamento do potencial de biogás de forma a implementar um mercado interno de biometano;
- Consolidar o desenvolvimento do mercado de biometano nacional enquanto vetor estratégico de descarbonização e da bioeconomia;
- Construir um setor sustentável do ponto de vista social e ambiental.

A figura 1 resume a lógica da intervenção sugerida, destacando-se a relação entre os objetivos gerais e as diferentes fases do PAB através de um conjunto de prioridades de desenvolvimento que se traduzem em linhas de ação (L) específicas.

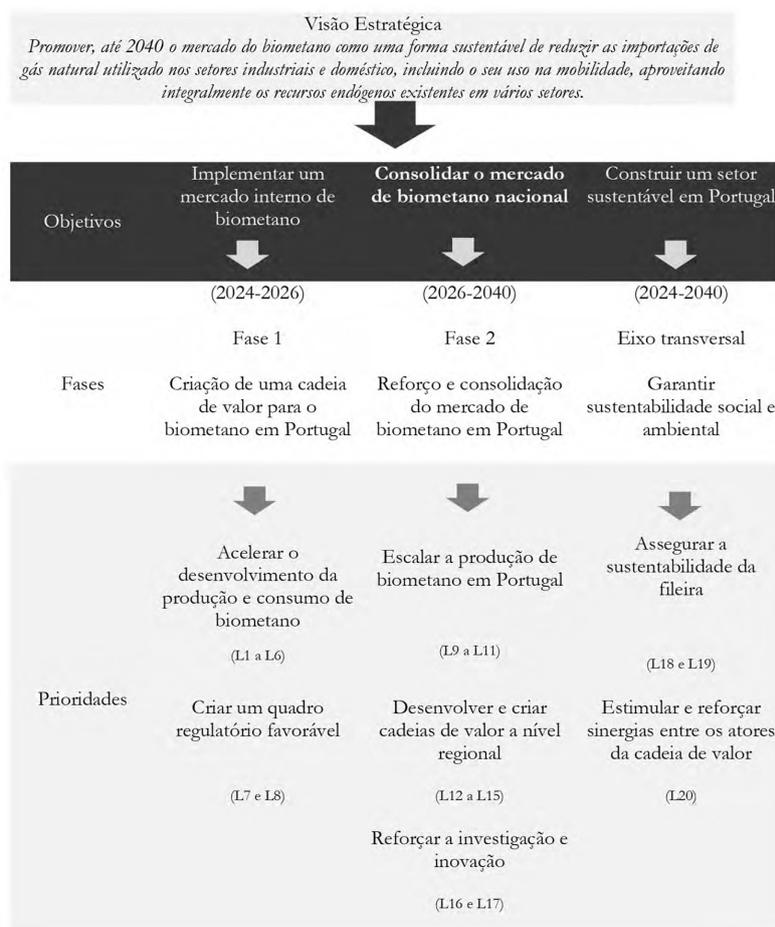


Figura 1. Enquadramento lógico do Plano de Ação para o Biometano

### 3 – A cadeia de valor do biometano

A cadeia de valor do biometano integra diversas partes interessadas, com diferentes áreas de atividade que vão desde a recolha e processamento das matérias-primas até à produção do gás e ao respetivo transporte/distribuição e uso final. A figura 2 apresenta as cadeias de valor simplificadas para o biometano, seguindo-se uma breve revisão das tecnologias e matérias-primas mais interessantes para o seu aproveitamento em Portugal.

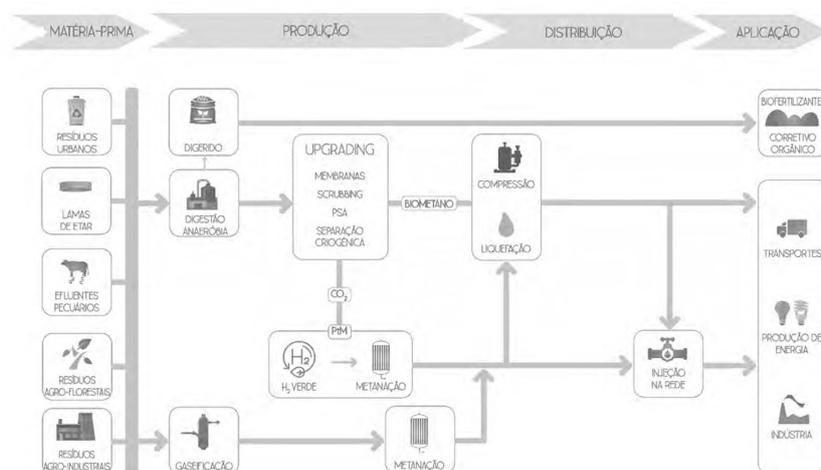


Figura 2. Cadeia de valor simplificada para o biometano

### 3.1 – Tecnologias de produção de biometano

O biometano pode ser obtido a partir de duas tecnologias principais: digestão anaeróbia (conversão bioquímica) seguida de limpeza e acondicionamento do biogás e gaseificação de biomassa (7) (conversão termoquímica) seguida de metanação do monóxido de carbono presente no gás de síntese, dois processos em larga medida complementares.

Enquanto tecnologia de valorização orgânica de biomassa e resíduos biodegradáveis no âmbito do Regime Geral de Gestão de Resíduos (RGGR), aprovado em anexo ao Decreto-Lei n.º 102-D/2020, na sua redação atual, a digestão anaeróbia é mais adequada para a degradação de efluentes orgânicos líquidos, enquanto a gaseificação se aplica mais tendencialmente a materiais lenhocelulósicos (e. g. alguns resíduos agroindustriais, resíduos florestais), com baixo teor de humidade que não são passíveis de uma rápida decomposição biológica.

O biometano pode também ser produzido através de *power-to-methane* utilizando dióxido de carbono biogénico (8) e hidrogénio verde, sendo esta uma das vias futuras mais promissoras para a produção de biometano em larga escala.

#### 3.1.1 – Digestão anaeróbia

Atualmente, a digestão anaeróbia é a tecnologia mais madura para, a curto prazo, estar na base da cadeia de valor da produção de biometano (TRL 9), existindo já várias unidades em operação, tanto em Portugal como na Europa. Acresce que este é o processo mais utilizado para a produção de biometano, estando esta tecnologia na base de cerca de 90 % da produção a nível mundial.

Enquanto biotecnologia de tratamento e valorização orgânica de efluentes e resíduos, a digestão anaeróbia permite o reaproveitamento de uma larga variedade de substratos orgânicos biodegradáveis, provenientes principalmente de agroindústrias, agropecuária, indústria alimentar, gestão de RU e águas residuais. Este processo baseia-se na conversão biológica da matéria orgânica através da ação coordenada de microrganismos (*Bacteria* e *Archaea*) na ausência de oxigénio e assenta em quatro etapas sequenciais, entre as quais a hidrólise, a acidogénese, a acetogénese e a metanogénese. No final, o resultado é a formação de biogás, um gás combustível com aplicações bem estabelecidas na produção de energia elétrica e/ou térmica por queima direta. Além disso, do processo resulta ainda um digerido passível de ser utilizado diretamente na valorização agrícola enquanto corretivo orgânico e que possui valor comercial como biofertilizante após os tratamentos apropriados (9).

#### 3.1.2 – Tecnologias de *upgrading*

Para a produção de biometano a partir de biogás são necessárias duas etapas: i) limpeza, que consiste na remoção das impurezas presentes no biogás; e ii) *upgrading*, que permite a remoção do dióxido de carbono e conseqüente aumento da concentração do metano. A nível europeu, as tecnologias de *upgrading* de biogás mais utilizadas são a separação por membranas (47 % do total de instalações), lavagem com água (17 %), lavagem com aminas (12 %) e adsorção com modulação de pressão ou modulação de pressão a vácuo (PSA/VPSA, na sigla anglo-saxónica, 10 %) (10). A separação por membranas baseia-se na diferença de permeabilidade dos gases presentes no biogás. Esta tecnologia confere grande flexibilidade no que respeita aos diferentes parâmetros do processo e permite recuperações de metano na ordem de 98,5 %. A lavagem com água tem em conta a diferença de solubilidades do dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) e do metano (CH<sub>4</sub>) num dado solvente, no caso a água, e permite percentagens de recuperação de metano que rondam os 98 %. O processo de lavagem com aminas é similar ao anterior, porém usa solventes químicos básicos como as aminas para recuperar CH<sub>4</sub> com taxas na ordem dos 99,9 %. Por fim, a PSA/VPSA usa, juntamente com um adsorvente adequado, diferenças de pressão para a purificação de gases, podendo atingir recuperações de metano da ordem de 99 %.

A tabela 2 apresenta dados comparativos das diferentes tecnologias de *upgrading* apresentadas. A principal conclusão é que estas devem ser selecionadas em função dos requisitos de purificação do biometano final e dos custos envolvidos. Para uma capacidade de referência na ordem dos 250 m<sup>3</sup>/h, tanto a tecnologia de membranas como a tecnologia de PSA/VPSA aparentam ser as mais competitivas.

**Tabela 2 – Comparação entre as diferentes tecnologias de *upgrading* de biogás <sup>(11)</sup>(<sup>12</sup>)(<sup>13</sup>)**

| Parâmetro  | Tecnologia de <i>upgrading</i> do biogás |                  |                       |          |
|--|--|------------------|-----------------------|----------|
|  | Membranas                                | Lavagem com água | Lavagem com aminas    | PSA/VPSA |
| Capacidade típica de unidades (Nm <sup>3</sup> /h biometano) | 50-1200                                  | 200-1200         | 400-2000              | 50-1200  |
| Energia elétrica consumida (kWh/Nm <sup>3</sup> biometano)   | > 0,42                                   | 0,46             | 0,27 (sem compressão) | < 0,427  |
| Energia térmica consumida (kWh/Nm <sup>3</sup> )             | –  | –                | 0,65                  | –        |
| Temperatura (°C)   | –  | –                | 110-160               | –        |
| Pressão (bar)  | > 10                                     | 5-10             | 0,1-4                 | 4-8      |
| Perdas de metano (%)   | < 1,5                                    | <2               | < 0,1                 | <0,5     |
| Metano recuperado (%)  | 98,5                                     | > 98             | > 99,9                | > 99,5   |
| Limpeza do gás   | Sim                                      | Sim              | Sim                   | Sim      |
| <b>Custos, CAPEX (€/m<sup>3</sup>/h biometano)</b>           |  |                  |                       |          |
| 250 m <sup>3</sup> /h  | 2 400                                    | 3 400            | 3 000                 | 2 300    |
| <b>Custos, OPEX (€/Nm<sup>3</sup>/h biometano) (*)</b>       |  |                  |                       |          |
| 250 m <sup>3</sup> /h  | 0,116                                    | 0,103            | 0,12                  | 0,101    |

(\*) Inclui custos de eletricidade, manutenção preventiva e operação com presença física no local.

A composição do biogás (nomeadamente em termos de contaminantes) é um fator importante a ter em conta, pelo que a seleção tecnológica para o *upgrading* de biogás deve atender a critérios técnicos específicos e ter em conta as condições atuais de mercado <sup>(14)</sup>(<sup>15</sup>)(<sup>16</sup>).

### 3.1.3 – Gaseificação de biomassa

A gaseificação é um processo de conversão termoquímica de biomassa ou resíduos que se realiza a altas temperaturas, entre os 700-800 °C, e com quantidades de oxigénio inferiores às usadas na combustão completa. O processo pode ser dividido em três fases: produção do gás de síntese (mistura de hidrogénio e monóxido de carbono), dióxido de carbono, metano e água, bem como alcatrão pesado rico em vapores oxigenados; produção de outros produtos gasosos, como olefinas leves e aromáticos e produção de cinzas e outros compostos, por craqueamento térmico do alcatrão pesado ou leve, a alta temperatura <sup>(17)</sup>. O gás de síntese obtido pode também ser convertido em biometano num processo que inclui duas etapas distintas: o arrefecimento e remoção de poluentes como enxofre e cloretos; e a metanação do gás de síntese num reator catalítico onde se dá a conversão em biometano.

A tecnologia de gaseificação aplicada à produção de biometano não está ainda disponível comercialmente e existe apenas em escala de demonstração (TRL 6-8). A nível europeu, por exemplo, existem algumas unidades pré-comerciais que têm demonstrado o potencial da tecnologia, tais como o projeto Gaya na França, GoBiGas na Suécia, *Advanced Biofuel Solutions* no Reino Unido. Ainda assim, o potencial de crescimento da tecnologia é grande a médio/longo prazo (a partir de 2026) e a gaseificação pode ser vista, como uma alternativa a explorar para diversificar a base tecnológica da produção de biometano. As principais vantagens do processo são a flexibilidade em termos de matérias-primas e a possibilidade de implementação a uma escala superior quando comparado com a digestão anaeróbia.

### 3.1.4 – *Power-to-methane*

A tecnologia *power-to-methane* (PtM) representa também uma via emergente para a produção de biometano. O processo consiste na conversão de energia elétrica renovável em energia química usando CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>O, trazendo a possibilidade de interligar a rede elétrica a diversos setores onde o metano é necessário, como a indústria, o setor doméstico e a mobilidade. Tipicamente, estas instalações incluem eletrolisadores para a produção de H<sub>2</sub> renovável, unidade de separação de CO<sub>2</sub> (aproveitamento

do CO<sub>2</sub> presente no biogás, CO<sub>2</sub> capturado, etc.) e uma unidade de metanação onde ambos os gases são convertidos em biometano através da reação de Sabatier <sup>(18)</sup>. A tecnologia PtM pode ser considerada como uma metanação de CO<sub>2</sub> com H<sub>2</sub> renovável, e faz parte das denominadas tecnologias de captura e utilização de carbono (*Carbon Capture and Utilization*, CCU). Estas tecnologias oferecem uma resposta ao desafio global da descarbonização, em particular quando a fonte de CO<sub>2</sub> utilizado procede dos grandes setores emissores, como a indústria e os transportes. Na Europa existem vários projetos-piloto em operação com níveis de TRL intermédios (TRL 5-7), prevendo-se um acelerar do desenvolvimento da tecnologia num futuro próximo.

### 3.2 – Matérias-primas para a produção de biometano através da digestão anaeróbia

Em Portugal, a produção de biogás por digestão anaeróbia tem especial interesse se realizada a partir de cinco matérias-primas ou fluxos de resíduos, a saber: *i*) fração orgânica dos RU; *ii*) lamas de estações de tratamento de águas residuais (ETAR); *iii*) efluentes pecuários (estrumes e chorumes); *iv*) efluentes agroindustriais; e *v*) resíduos agrícolas. O potencial de aproveitamento destes resíduos na produção de biogás depende de diversos fatores como a composição da matéria-prima, nomeadamente a quantidade de sólidos voláteis e a sua biodegradabilidade enquanto substrato orgânico. Geralmente, quanto maior o conteúdo de sólidos voláteis, maior potencial na produção de biogás. A presença excessiva de nutrientes, em conjunto com uma elevada relação azoto/carbono, podem constituir um fator inibitório para o processo, afetando a sua estabilidade e reduzindo a produção de biogás. De seguida, apresenta-se um breve sumário da situação atual destes fluxos de resíduos a nível nacional.

#### 3.2.1 – Fração orgânica dos resíduos urbanos

Os RU são os resíduos considerados como tais nos termos do disposto no RGGR. Em Portugal continental foram produzidos cerca de 5 Mt de RU em 2021, dos quais 1,78 Mt correspondiam aos biorresíduos presentes nos RU de recolha indiferenciada (45,48 %). Para a conversão desses resíduos em biogás, existem atualmente 12 centrais de valorização orgânica <sup>(19)</sup>.

#### 3.2.2 – Lamas de estações de tratamento de águas residuais

As lamas de ETAR são resíduos de natureza orgânica que resultam do tratamento de águas residuais domésticas. Relativamente a instalações de biogás a partir de lamas de depuração, foram identificadas em 2020, 32 ETAR equipadas com unidades de digestão anaeróbia. Estas ETAR tratam águas residuais de uma população equivalente a mais de 6 milhões de habitantes, o que corresponde a cerca de 8 % da água tratada na totalidade das estações de tratamento <sup>(20)</sup>.

#### 3.2.3 – Efluentes pecuários (estrumes e chorumes)

Os efluentes pecuários são subprodutos de origem animal (SPA) constituídos por estrume e/ou chorume que podem ser destinados a valorização orgânica por digestão anaeróbia ou compostagem de acordo com o RGGR. Em 2019, foram produzidos cerca de 23 milhões de m<sup>3</sup> de efluentes pecuários considerando os dados apresentados na Estratégia Nacional para os Efluentes Pecuários e Agroindustriais 2030 (ENEAPAI 2030), aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 6/2022, de 25 de janeiro. Entre as espécies pecuárias analisadas, 70 % da produção de efluentes pecuários corresponde a explorações de bovinos, 17 % a explorações de suínos e o restante a explorações de caprinos e ovinos <sup>(21)</sup>. Contudo, no âmbito do PAB, apenas foram considerados os efluentes gerados em todas as explorações intensivas e nas explorações extensivas para os 10 concelhos com maior produção de efluentes, que no total correspondem a cerca de 63 % do total de efluentes gerados (14,5 Mm<sup>3</sup>). No que concerne aos efluentes provenientes das explorações de aves, considerando o efetivo animal das explorações desta espécie apresentado pelo Instituto Nacional de Estatística, I. P. (INE, I. P.), estima-se que, no ano 2021 <sup>(22)</sup>, tenham sido produzidas cerca de 1,34 milhões de toneladas de efluente avícola.

#### 3.2.4 – Efluentes agroindustriais

Os efluentes agroindustriais referem-se aos resíduos resultantes das atividades industriais dedicadas à transformação de produtos provenientes da agricultura. Como exemplos representativos desse

tipo de resíduos no território nacional, pode referir-se o bagaço de uva e de azeitona, as águas-ruças dos lagares de azeite ou a polpa de frutas. De acordo com os dados consultados, estão disponíveis cerca de 0,3 Mt destes resíduos anualmente.

### 3.2.5 – Resíduos agrícolas

Segundo o RGGR, os resíduos agrícolas referem-se aos resíduos provenientes das explorações agrícolas e/ou pecuárias ou similar. No contexto do PAB, os resíduos agrícolas são concretamente os resíduos de culturas agrícolas, estando estes excluídos do âmbito do RGGR, como disposto na alínea f) do n.º 2 do artigo 2.º Este tipo de resíduos corresponde, assim, aos materiais residuais que resultam da colheita de culturas principais (como por exemplo, o milho, cevada e girassol), predominantemente caules e outros materiais lenhocelulósicos, incluindo folhas e palha. Os últimos dados disponíveis indicam a existência de cerca de 2,8 Mt/ano destes resíduos em Portugal <sup>(23)</sup>.

### 3.3 – Potencial de biometano em Portugal

Prevê-se que os resíduos orgânicos referidos no ponto 3.2 tenham um papel central na produção de biogás e biometano em Portugal. Estes fluxos de resíduos estão integrados nos setores da água, resíduos, agroindústria e agropecuária, podendo beneficiar de processos e sistemas já estabelecidos. A sua importância deve-se a: *i)* apresentarem boa composição para a produção de biogás; *ii)* estarem presentes em quantidades consideráveis; *iii)* serem processáveis por uma tecnologia madura (digestão anaeróbia); e *iv)* já existirem diversas unidades implementadas em Portugal para a sua valorização em biogás. Este último ponto tem bastante importância numa altura em que a fileira da produção de biogás continua a crescer (cerca de 25 % em 2022), mas se encontra em fase de transição em muitos países europeus.

Também em Portugal, a primeira geração de centrais de biogás adotou como modelo de negócio a produção de eletricidade e/ou calor para autoconsumo ou injeção na rede, aproveitando a conjuntura oferecida pela produção em regime especial. Porém, muitas destas unidades estão atualmente em vias de ter de operar em condições de mercado o que exige a avaliação de novos modelos de negócio. Assim, considera-se que existe uma oportunidade para a reconversão destas unidades para a produção de biometano, colocando-as como pilares do desenvolvimento da fileira e avaliando potenciais sinergias com o setor do gás (anexo 1). Na tabela 3 são apresentados os potenciais teóricos e técnicos de produção de biogás e biometano em Portugal continental para as diferentes matérias-primas consideradas.

**Tabela 3 – Avaliação prospetiva do potencial teórico e técnico de biogás/biometano em Portugal (2023)**

| Tipo                                  | Biogás (TWh)      |                   | Biometano (TWh)   |                   |
|---------------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
|                                       | Potencial teórico | Potencial técnico | Potencial teórico | Potencial técnico |
| Biogás (atual)                        | –                 | 0,87              | 0,48              | 0,48              |
| RU (Fração orgânica) <sup>a</sup>     | 0,65              | 0,44              | 0,59              | 0,40              |
| Lamas de ETAR <sup>b</sup>            | 0,06              | 0,05              | 0,06              | 0,05              |
| Efluentes pecuários <sup>c</sup>      | 1,41              | 1,04              | 1,28              | 0,95              |
| Resíduos agroindustriais <sup>d</sup> | 0,13              | 0,10              | 0,12              | 0,10              |
| Resíduos agrícolas <sup>d</sup>       | 4,95              | 1,11              | 4,93              | 1,11              |
| Subtotal digestão anaeróbia (DA)      | 7,20              | 3,61              | 7,46              | 3,09              |
| Resíduos florestais *                 | –                 | –                 | 9,55              | 4,78              |
| Subtotal G                            | –                 | –                 | 9,55              | 4,78              |

| Tipo                      | Biogás (TWh)      |                   | Biometano (TWh)   |                   |
|---------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
|                           | Potencial teórico | Potencial técnico | Potencial teórico | Potencial técnico |
| CO <sub>2</sub> biogénico | –                 | –                 | 5,81              | 2,88              |
| Subtotal PtM **           | –                 | –                 | 5,81              | 2,88              |
| <b>Total</b>              | <b>7,20</b>       | <b>3,61</b>       | <b>22,82</b>      | <b>10,75</b>      |

Fonte de dados sobre as matérias-primas disponíveis para o cálculo do potencial de biogás:

<sup>a</sup> Relatório Anual Resíduos Urbanos 2021.

<sup>b</sup> Relatório Anual dos Serviços de Águas e Resíduos em Portugal. Relatório Indicadores Dados 2021 (Entidade Reguladora dos Serviços de Águas e Resíduos).

<sup>c</sup> ENEAPAI 2030, INE, I. P. – 2021.

<sup>d</sup> Valores fornecidos pelo Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I. P.

\* A valorização deste tipo de resíduos é feita através de gaseificação.

\*\* Inclui a apenas a valorização do CO<sub>2</sub> biogénico proveniente do *upgrading* de biogás.

Assume-se a conversão destes recursos através de digestão anaeróbia, exceto se indicado em contrário. Para o cálculo do potencial teórico de biogás são considerados a totalidade dos recursos disponíveis (100 %) <sup>(12)</sup><sup>(24)</sup><sup>(25)</sup>. Não obstante, no caso da fração orgânica dos RU e das lamas de ETAR, parte da matéria-prima disponível já é valorizada para a produção de biogás, considera-se que o seu potencial teórico corresponde a apenas 45 % e 38 % (\*) do valor estimado, respetivamente, evitando-se assim a dupla contagem do potencial destes resíduos. Relativamente ao setor pecuário, considerando os dados fornecidos no relatório da ENEAPAI 2030, para os efluentes provenientes de explorações de bovinos, suínos e caprinos/ovinos, são consideradas as quantidades produzidas em todas as explorações intensivas e nas explorações extensivas presentes nos 10 concelhos com maior produção de efluentes das espécies bovina e suína, representando estas últimas explorações cerca de 27 % dos efluentes produzidos no setor. Esta opção deve-se ao facto de ser nestas explorações que existe uma maior quantidade de efluentes pecuários disponíveis e onde os órgãos de recolha e retenção de efluentes poderão já ser adequados devido à maior concentração geográfica em regiões específicas. Já para as explorações de aves, considerou-se a estimativa do efluente gerado tendo em conta o efetivo animal existente em Portugal continental. O potencial técnico, por sua vez, assume a impossibilidade da recolha de todos os recursos disponíveis, o que representa um cenário mais provável e realista. A metodologia utilizada para a determinação do potencial técnico para cada uma das matérias-primas consideradas é apresentada no anexo 2 (tabelas A1-A3). Para a estimativa do potencial teórico e técnico de biometano, considerou-se ainda uma composição de biogás com 50 % a 60 % de CH<sub>4</sub> em volume, de acordo com a matéria-prima de origem.

Da análise efetuada, conclui-se que o mercado do biometano em Portugal depende, maioritariamente, da valorização dos resíduos agrícolas e dos estrumes e chorumes provenientes do setor pecuário, que, no seu conjunto, representam cerca de dois terços do potencial técnico de biometano. O setor dos RU apresenta também um potencial considerável pelo que devem ser feitos esforços para capitalizar a produção de biometano a partir deste recurso. De forma a maximizar a produção de biometano, é ainda prática comum realizar a digestão anaeróbia de efluentes pecuários em conjunto com outro tipo de matérias-primas, como os resíduos agrícolas ou agroindustriais, num processo denominado codigestão anaeróbia <sup>(26)</sup><sup>(27)</sup><sup>(28)</sup>. Os efluentes pecuários e os resíduos agroindustriais contabilizam cerca de 35 % do potencial técnico de biometano estimado. Para a estimativa do potencial de implementação foi tido em conta o contexto integrado do sistema energético, aplicando os resultados preliminares do modelo energético nacional «Janus» (Janus 5.5 release 2023.05.05, WAM 1) que atribui diferentes utilizações para os recursos biomássicos disponíveis e para o biogás produzido. Refira-se que na estimativa apresentada na tabela 4 se considera que a disponibilidade dos recursos (e, desta forma, o seu potencial) é constante ao longo do tempo.

**Tabela 4 – Avaliação prospetiva do potencial de implementação de biometano (2030 e 2040)**

| Matéria-prima |                                  | Matérias-primas usadas para biogás (%) (*) | Potencial de implementação |                                    |                 |
|---------------|----------------------------------|--|----------------------------|------------------------------------|-----------------|
|               |                                  |  | Biogás (TWh)               | Biogás convertido em biometano (%) | Biometano (TWh) |
| 2030          | Biogás (atual)                   | –  | –                          | (**) 50                            | 0,44            |
|               | RU (fração orgânica)             | 90   | 0,40                       | 90                                 | 0,36            |
|               | Lamas de ETAR                    | 100  | 0,05                       |                                    | 0,05            |
|               | Efluentes pecuários              | 100  | 1,04                       |                                    | 0,94            |
|               | Resíduos agroindustriais         | 75   | 0,08                       |                                    | 0,07            |
|               | Resíduos agrícolas               | 56   | 0,62                       |                                    | 0,56            |
|               | Subtotal digestão anaeróbia (DA) | –  | 2,19                       |                                    | –               |
|               | Resíduos florestais              | 0,3  | –                          | 100                                | 0,01            |
|               | Subtotal G                       | –  | –                          | –                                  | 0,01            |
|               | CO <sub>2</sub> biogénico        | 100  | –                          | 10                                 | 0,29            |
|               | Subtotal PtM                     | –  | –                          | –                                  | 0,29            |
| <b>Total</b>  | –                                | 2,19                                       | –                          | 2,72                               |                 |
| 2040          | Biogás (atual)                   | –  | –                          | 90                                 | 0,78            |
|               | RU (fração orgânica)             | 100  | 0,44                       | 90                                 | 0,40            |
|               | Lamas de ETAR                    | 100  | 0,05                       |                                    | 0,05            |
|               | Efluentes pecuários              | 100  | 1,04                       |                                    | 0,94            |
|               | Resíduos agroindustriais         | 80   | 0,08                       |                                    | 0,07            |
|               | Resíduos agrícolas               | 83   | 0,92                       |                                    | 0,83            |
|               | Subtotal AD                      | –  | 2,53                       |                                    | –               |
|               | Resíduos florestais (***)        | 10   | –                          | 100                                | 0,48            |
|               | Subtotal G                       | –  | –                          | –                                  | 0,48            |
|               | CO <sub>2</sub> biogénico (****) | 100  | –                          | 70                                 | 2,02            |
|               | Subtotal PtM                     | –  | –                          | –                                  | 2,02            |
| <b>Total</b>  | –                                | –  | –                          | 5,57                               |                 |

(\*) Utilização de recursos de biomassa no cenário WAM 1 da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG). Ver também anexo 2. Fonte: Modelo JANUS, DGEG.

(\*\*) De acordo com a European Biogas Association (EBA), cerca de 20 % do biogás produzido na Europa em 2021 foi convertido em biometano, dependendo este valor do tipo de incentivos aplicado em cada país. Considerando o panorama atual e futuro em Portugal (a que se junta o «phasing-out» dos incentivos à eletricidade renovável com origem no biogás), assume-se 45 % de conversão em biometano em linha com a atual política europeia, sendo que os restantes 55 % se destinam a garantir as necessidades de autoconsumo de eletricidade e calor das instalações atuais.

(\*\*\*) A valorização deste tipo de resíduos é feita através de gaseificação.

(\*\*\*\*) Inclui apenas a valorização do CO<sub>2</sub> biogénico proveniente do *upgrading* de biogás.

A estimativa do potencial de implementação é, assim, realizada utilizando o potencial técnico calculado anteriormente.

Dada a necessidade de acelerar o desenvolvimento do mercado, o cenário para 2030 considera que parte do biogás atualmente produzido no setor dos RU (incluindo os aterros sanitários, dado que o seu *phasing-out* e o aumento da recolha seletiva da fração orgânica dos RU apenas deslocam a produção de biogás para os centros de valorização orgânica (CVO), não afetando o potencial global) e, em menor escala, no setor das águas residuais, será convertido em biometano. No total estima-se uma

produção de cerca de 2,7 TWh de biometano em 2030, considerando-se um aproveitamento significativo da capacidade de biogás já instalada e uma representatividade importante dos efluentes pecuários e agrícolas. De salientar que estes valores representam o potencial de implementação considerando os setores estratégicos e as matérias-primas identificadas na tabela 4.

O potencial de produção de biometano a partir da digestão anaeróbia, pode ainda ser superior se, como já indicado, forem incluídas estratégias de codigestão e/ou convertidas matérias-primas alternativas (e. g. culturas energéticas intercalares ou biomassa aquática). Por outro lado, espera-se que tecnologias emergentes como a gaseificação e o *power-to-methane* possam também contribuir para o reforço da produção. O encaminhamento de cerca de 10 % dos resíduos florestais gerados em Portugal para unidades de gaseificação, acrescido da metanação de 70 % do CO<sub>2</sub> biogénico disponível após o *upgrading* do biogás com H<sub>2</sub> renovável tem potencial, juntamente com o reforço da DA dos restantes fluxos de resíduos, para escalar a produção de biometano para os 5,6 TWh em 2040.

Tendo como referência o consumo estimado para 2030, o aproveitamento do biometano permite uma redução no consumo de gás natural na ordem dos 9,1 % e 18,6 % em 2030 e 2040, respetivamente. A concretização deste potencial proporciona ainda benefícios ambientais e económicos. Considerando um valor médio de referência para o gás natural de 50 euros/MWh, esta redução corresponde a uma poupança de cerca de 135 e 278 milhões de euros em importações. Para o mesmo período, o aproveitamento de biometano contribui ainda para uma redução de emissões de carbono o que se traduz num valor económico de aproximadamente 45 e 91 milhões de euros, considerando um preço de 80 euros/tCO<sub>2</sub>. Assim, a utilização do biometano permite reduzir as importações de gás natural, diminuindo a dependência energética externa, e contribuir para as metas nacionais de descarbonização e o aumento da incorporação e diversificação das energias renováveis na matriz energética nacional. A tabela 5 apresenta um resumo dos benefícios ambientais e económicos da utilização de biometano.

**Tabela 5 – Benefícios ambientais e económicos promovidos pelo biometano**

| Benefício   | 2030  | 2040   |
|---|-------|--------|
| Potencial de implementação de biometano (TWh)                                   | 2,72  | 5,57   |
| Redução do consumo de gás natural (referente ao consumo previsto para 2030) (*) | 9,1 % | 18,6 % |
| Redução de custos de importação de gás natural (M€)                             | 136   | 279    |
| Emissões evitadas (MtCO <sub>2-eq</sub> )                                       | 0,56  | 1,14   |
| Redução de custos em emissões CO <sub>2</sub> (M€)                              | 44,5  | 91,2   |

(\*) 30 TWh no cenário WAM 1 da DGEG. Fonte: Modelo JANUS, DGEG.

Além dos benefícios ambientais e económicos referidos na tabela acima, é ainda de referir que a utilização do digerido no solo fecha o ciclo da economia circular o que, dependendo da sua riqueza, pode reduzir o uso de fertilizantes químicos que possuem elevado impacto na pegada de carbono. Este impacto acontece devido não só à sua composição, mas sobretudo aos gastos de energia e logística associados à sua produção. Desta forma, a utilização de digerido como biofertilizante e corretivo orgânico de solos conduz, no geral, a uma i) redução dos custos de importação dos fertilizantes, assim como ii) redução das emissões de CO<sub>2</sub> associadas à sua produção e transporte.

### 3.4 – Sustentabilidade

A neutralidade carbónica é um objetivo assumido pela UE e pelos seus Estados-Membros para garantir a sustentabilidade do planeta. O plano REPowerEU tem por base a plena execução do pacote Objetivo 55, que estabelece o objetivo de reduzir em pelo menos 55 % as emissões líquidas de GEE, em relação a 1990. Até 2030, a Diretiva (UE) 2023/2413 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 18 de outubro de 2023 (RED II) <sup>(29)</sup> estabelece como objetivo uma redução de emissões de GEE em pelo menos 40 % e o alcançar de uma quota mínima de 32 % de energia de fontes renováveis no consumo final bruto de energia. Para além da meta global, também o setor dos transportes é alvo de uma meta específica mínima de 14 % de energia consumida em 2030, sendo que 3,5 % desta energia deve pro-

vir da utilização de biocombustíveis e biogás produzidos a partir de matérias-primas constantes da parte A do anexo IX da RED II (na legislação nacional, a parte A do anexo I do Decreto-Lei n.º 84/2022, de 9 de dezembro, na sua redação atual). Entretanto, foram estabelecidas metas intercalares para os biocombustíveis avançados usados na mobilidade, incluindo o biometano, de 0,2 % em 2022 e pelo menos 1 % em 2025. Em Portugal, a meta obrigatória para estes biocombustíveis foi de 0,5 % em 2021.

Já no uso de biomassa florestal, existe a preocupação com a proteção da floresta, assegurando-se que as matérias-primas lenhosas são exclusivamente provenientes de florestas com gestão sustentável, garantindo a sua regeneração, a preservação da biodiversidade e o rastreamento das reservas de carbono, bem como práticas sustentáveis na utilização em cascata na cadeia de valor florestal. Neste contexto, devem ser assegurados mecanismos, que possibilitem comprovar que as matérias-primas lenhosas têm as características anteriormente identificadas.

A produção sustentável de biogás, baseada em resíduos ou biomassa produzida em determinados solos, também é promovida na RED II, nomeadamente através do cálculo das emissões de GEE reduzidas comparativamente com as emitidas pelo combustível fóssil substituído. A metodologia de cálculo apresentada na diretiva contempla ainda um bónus (crédito de carbono) para determinadas matérias-primas utilizadas para a produção de biogás, como são exemplo os efluentes agropecuários (bónus de 45 g CO<sub>2eq</sub>/MJ) ou a biomassa produzida em terrenos degradados (bónus de 29 g CO<sub>2eq</sub>/MJ). No que diz respeito à redução nas emissões GEE, a RED II estabelece que a utilização de biocombustíveis e biogás no setor dos transportes deve permitir uma redução mínima de 65 %, aplicável desde 1 de janeiro de 2021 para instalações que tenham entrado em funcionamento a partir dessa data. Se a utilização de biomassa for para a produção de eletricidade e calor, então a redução mínima é de 70 % para as novas instalações que entrem em funcionamento até 2025, subindo para 80 % para as que entrarem em funcionamento após 1 de janeiro de 2026.

A produção de biometano deve obedecer a critérios de sustentabilidade bem definidos e seguir o princípio da economia circular em termos das matérias-primas utilizadas e fluxos de resíduos dos processos.

Importa referir que a utilização de RU para eletricidade e calor está isenta da necessidade de cumprir as reduções de GEE acima especificadas. Acresce ainda que na utilização para eletricidade e calor de combustíveis biomássicos gasosos, como o biometano, os critérios de sustentabilidade são aplicáveis apenas para as instalações com uma potência térmica nominal superior ou igual a 2 MW. Em face desta exigência no cumprimento de critérios de sustentabilidade bem definidos e nas acentuadas reduções de emissões que resultam da utilização de biomassa para a produção de energia, garante-se que os combustíveis de base biológica, onde se inclui o biometano, são produzidos sem colocar em risco e/ou desequilíbrio outros setores, nomeadamente os que fornecem a matéria-prima para a sua produção.

Ainda assim, as características de sustentabilidade devem ser vistas no seu todo e ir além da cadeia de produção, levando em conta também a sua capacidade de reutilização e reciclagem. É esta capacidade que possibilita a transição de uma economia linear para uma economia circular. Assim, pode dizer-se que o princípio da circularidade está intrinsecamente ligado à sustentabilidade, sendo um fator essencial para se atingir a tão ambicionada meta da neutralidade carbónica.

A cadeia de valor para o biogás/biometano abordada no PAB é, neste contexto, um exemplo ilustrativo de economia circular, em que, por exemplo, no caso de um processo de digestão anaeróbia, um resíduo é usado para produção de energia ou produtos químicos de base e, em simultâneo, um digerido rico em matéria orgânica e nutrientes que pode ser utilizado como corretivo orgânico ou biofertilizante agrícola.

### 3.5 – Barreiras ao desenvolvimento do setor

A rápida expansão do mercado do biometano em Portugal enfrenta diversos desafios, sendo crucial a elaboração de estratégias para maximizar o seu potencial e contribuir para as metas de descarbonização europeias.

Atendendo aos diferentes mercados de biometano já estabelecidos noutros contextos, podem apontar-se algumas barreiras gerais conhecidas por limitar o desenvolvimento do setor. Estas incluem temas como o enquadramento legal em vigor, o licenciamento de projetos, o acesso às redes de trans-

porte e de distribuição de gás; os mecanismos de incentivo para a conversão de biogás em biometano; as dificuldades de fornecimento de matéria-prima adequada; os mecanismos de incentivo à investigação e desenvolvimento (I&D), e o atraso no desenvolvimento do mercado para o digerido resultante do processo. Outro aspeto importante, é a necessidade de clarificar e harmonizar as estratégias, evitando a existência de valorização de resíduos incongruentes.

Nesse sentido, é importante a criação de um regime de apoio ao setor do biometano através de mecanismos de apoio ao investimento, assim como maior sensibilização das entidades com competências no setor de modo a existir uma maior cooperação institucional capaz de acelerar a criação de um mercado do biometano em Portugal. A educação ambiental tem também um papel relevante para a consciencialização sobre os impactes reais que podem ser evitados no meio ambiente com o uso do biometano, combatendo o fenómeno NIMBY, devendo o envolvimento da sociedade civil e dos órgãos de administração pública regionais e locais no setor ser encorajado de forma ativa. Em suma, as principais barreiras para o desenvolvimento do mercado do biometano em Portugal podem ser económicas, sociais, ambientais, tecnológicas e regulamentares. No anexo 3 (tabela A5) são discutidas as barreiras identificadas no contexto do PAB, assim como as linhas de ação sugeridas para ultrapassá-las.

#### 4 – Plano de ação para o biometano

##### 4.1 – Fase 1 – horizonte 2024-2026: criação de uma cadeia de valor para o biometano em Portugal

A criação de novos mercados é um processo dinâmico e multissetorial que, não raras vezes, inclui submercados em diferentes fases de desenvolvimento. Desta forma, considera-se estrategicamente relevante estimular a produção de biometano nos setores mais preparados e capacitados para o fazer, como é o caso do setor dos RU. Efetivamente, a capacidade instalada de biogás nos SGRU apresenta-se como a via mais imediata para a criação de uma cadeia de valor para o biometano em Portugal, aliando capacidade de investimento, cadeia de abastecimento bem estabelecida e potencial de crescimento futuro. Entende-se, assim, que este potencial deve ser efetivado e reconhecido, considerando-se, de forma contínua, a necessária expansão da recolha seletiva na fração de biorresíduos e o apoio à reconversão ou incremento da capacidade instalada de valorização orgânica para, tendo presente o quadro regulatório aplicável e as especificidades do setor, garantir a respetiva sustentabilidade económico-financeira dos investimentos. Por outro lado, é necessário avançar desde já com um conjunto de ações ao nível do enquadramento legal e definição de mecanismos de incentivo, capazes de estimular, no curto prazo, um desenvolvimento sustentado da fileira neste e em outros setores através do investimento em novas unidades de digestão anaeróbia.

Neste contexto, a Fase 1 do PAB foca-se num conjunto de ações de curto prazo, com impacto no horizonte 2024-2026, mas prolongável, que visam direcionar esforços para um desenvolvimento tão rápido quanto possível do setor do biogás e do biometano, assim como encorajar os potenciais atores da cadeia de valor a participar na criação de um mercado e indústria sustentáveis no longo prazo. Decorrendo em paralelo, as duas principais prioridades são:

- Prioridade 1: Acelerar o desenvolvimento da produção de biometano; e
- Prioridade 2: Garantir um quadro regulatório adequado e uma política pública de incentivos que apoiem a criação de um mercado interno para o biometano em Portugal.

##### 4.1.1 – Prioridade 1: Acelerar o desenvolvimento da produção e consumo de biometano

O primeiro passo para a criação de uma cadeia de valor para o biometano em Portugal passa por acelerar a sua produção. Enquanto gás renovável, o biometano tem um papel fundamental na descarbonização dos setores industrial, energético e dos transportes, pelo que a sua produção e uso generalizado devem ser estimulados tendo em conta os benefícios sociais e ambientais resultantes. Neste sentido, o arranque da produção de biometano em Portugal requer, necessariamente, prosseguir um quadro de apoios que estimulem a sua produção em setores estratégicos. A existência de um modelo de negócio que estimule a implementação de novas unidades de digestão anaeróbia e a reconversão dos atuais sistemas de produção elétrica através do biogás para sistemas de produção de biometano é fundamental para garantir uma rentabilidade mínima dos investimentos realizados considerando as externalidades positivas do biometano.

Outros requisitos essenciais a curto-prazo incluem a efetivação da recolha de biorresíduos por parte dos municípios, tendo em conta as metas do Plano Estratégico para os Resíduos Urbanos (PERSU 2030) e a remoção de barreiras para a utilização de biometano nos mercados finais, especialmente para a injeção na rede de gás, mas também nos transportes e na indústria. Com este fim, definem-se as seguintes linhas de ação:

|   |
|---|
| <b>L1 – Linha de ação n.º 1 (2024)</b>  |
| Prosseguir um quadro de apoios à produção de biometano <sup>(30)</sup><br>O desenvolvimento de um «modelo de negócio» para o biometano em Portugal, sustentado em apoios à produção e ao investimento, é fundamental para o arranque e crescimento da indústria associada. Um quadro de incentivos apropriado deve ter como objetivo diminuir o risco de mercado de projetos de biometano e aumentar a competitividade do gás renovável enquanto opção de descarbonização. Estes incentivos poderão assumir a forma de remunerações fixas (FIT), prémios fixos (FiP) ou prémios variáveis (CfD), devendo a escolha do mecanismo ter em conta princípios específicos que considerem as vantagens e desvantagens de cada opção (v. anexo 4 – tabela A6 para um panorama dos quadros de apoio atualmente disponíveis na Europa). |

Tendo em conta os objetivos nacionais de descarbonização da economia e segurança energética, sugerem-se as seguintes medidas de apoio:

- Realizar uma análise custo-benefício completa e detalhada para entender os benefícios e riscos económicos, sociais e ambientais do aproveitamento de biometano em Portugal;

- Incentivar a produção de biometano através de medidas de apoio financeiro com dotação específica para o biometano (incluindo biogás), por exemplo associadas a um mecanismo de contratos por diferença (CfD), usando como referência para o valor de mercado do biometano, o preço do gás natural e do CO<sub>2</sub> (v. anexo 5). A atribuição de incentivos deve ter em conta a maturidade e o nível tecnológico da tecnologia adotada e as especificidades dos setores responsáveis pelos fluxos de resíduos, a ser usados para a produção de biometano, incluindo a adequação da origem de modo a evitar distorções no mercado;

- Assegurar que os critérios de atribuição de incentivos e o prazo das candidaturas permitem a efetiva participação de todos os setores com potencial de produção de biometano;

- Promover o investimento através de apoios ao CAPEX, se necessário, e onde a dimensão estratégica do biometano para a descarbonização o justifique, e em linha com o Regulamento (UE) n.º 651/2014, da Comissão, de 16 de junho de 2014, tendo em conta os benefícios sociais e ambientais do biometano (v. anexo 5);

- Operacionalizar os regulamentos e procedimentos das garantias de origem, de modo a desenvolver e impulsionar o mercado de biometano, e ponderar o desenvolvimento de instrumentos legais que incentivem a que o seu valor de mercado se alinhe com a evolução do preço das licenças de emissão;

- Oferecer previsibilidade e estabilidade regulamentar aos investidores e assegurar a competitividade do mercado e o custo-benefício da intervenção estatal; Avaliar a atribuição de incentivos e benefícios às emissões de CO<sub>2</sub> evitadas (consoante os resíduos utilizados), na forma de certificados de carbono, pela implementação de novos projetos de produção de biometano;

- Isentar, temporariamente, qualquer tipo de imposto associado à produção ou consumo de biometano, por forma a fomentar a criação do mercado.

|  |
|--|
| <b>L2 – Linha de ação n.º 2 (2024-2026)</b>  |
| Efetivar a recolha seletiva de biorresíduos e capacitar os SGRU a maximizar a valorização orgânica por digestão anaeróbia <sup>(31)</sup><br>O encaminhamento dos biorresíduos para valorização orgânica por digestão anaeróbia deve ser encarado como uma das rampas de lançamento do mercado do biometano em Portugal, dada a preparação do setor em termos da infraestrutura de produção de biogás e a existência de cadeias logísticas bem desenvolvidas. A mobilização efetiva destes biorresíduos para produção de biogás e biometano deve ser considerada estratégica, mas precisa de ser incentivada em termos regulatórios no âmbito da próxima revisão da Diretiva-Quadro dos Resíduos. Sendo esta atividade da competência dos sistemas municipais, existe também a necessidade de capacitar os municípios para a recolha seletiva dos biorresíduos, desde já e prolongando esforços com os SGRU até 2030, através dos mecanismos financeiros considerados adequados. |

É essencial efetivar a recolha seletiva de biorresíduos de maneira a alavancar uma futura produção de biometano. Considera-se, assim, relevante:

- Estudar o impacte para as atuais infraestruturas de tratamento biológico por compostagem do encaminhamento de biorresíduos para digestão anaeróbia, identificando a compostagem como bio-tecnologia complementar de tratamento/valorização do digerido;
- Articular, e se necessário rever, objetivos do PERSU 2030 e demais planos setoriais, usando como critério de priorização a dimensão estratégica dos benefícios subjacentes em termos de descarbonização à luz dos estudos realizados na L3;
- Criar um incentivo específico de forma a comprometer e capacitar os municípios tendo em vista o cumprimento das metas de recolha de biorresíduos inscritas no PERSU 2030, nomeadamente através de investimento na recolha seletiva, e salvaguardando a sustentabilidade económica e financeira de todos os intervenientes na cadeia de valor;
- Capacitar os municípios na separação seletiva de biorresíduos através de ações de sensibilização de modo a garantir a efetiva mobilização do cidadão.

|  |
|--|
| L3 – Linha de ação n.º 3 (2024-2026)   |
| Fomentar a reconversão de unidades de biogás já existentes para biometano e acelerar a implementação de projetos já aprovados e/ou em desenvolvimento no setor agropecuário e agroindustrial <sup>(32)</sup>   |
| As unidades de produção de biogás já existentes em Portugal, que incluem em larga medida os atuais CVO e algumas ETAR, apresentam o potencial necessário para impulsionar no imediato o mercado do biometano a nível nacional. O aproveitamento, pelo menos em parte, do biogás atual pode ser visto como uma «no regret action» para iniciar o desenvolvimento do mercado com base em recursos e estruturas imediatamente utilizáveis, devendo esta atividade ser promovida desde já e prolongada para lá de 2026 em função do término dos regimes FiT atuais para a eletricidade. Além disso, existem em Portugal um conjunto de projetos já aprovados e em desenvolvimento para implementação de unidades de produção de biogás e biometano, especialmente a partir de efluentes pecuários e agroindustriais e com subsídio atribuído no âmbito do Plano de Recuperação e Resiliência (PRR), devendo ser operacionalizadas as condições regulatórias para a sua entrada em exploração nos prazos previstos. |

Considera-se que devem ser criadas condições favoráveis para que projetos em desenvolvimento já aprovados e unidades de biogás em operação possam ser adaptadas para a produção de biometano, eliminando ou diminuindo eventuais barreiras que impeçam os promotores de projetos e atuais operadores de dar esse passo. Para isso é essencial:

- Estudar o impacte para o setor dos RU e das águas residuais da descontinuidade do modelo de valorização de biogás em energia, usando como critério de priorização, e onde viável, a dimensão estratégica dos benefícios subjacentes em termos de descarbonização;
- Criar um quadro de incentivos que promova e garanta o *upgrading* do biogás em biometano para injeção na rede em alternativa à produção de eletricidade a partir do biogás a todas as unidades que manifestem intenção de realizar a reconversão;
- Regular a transição automática da atual FiT aplicada na produção de energia elétrica, para o regime remuneratório a utilizar para a produção de biometano, quando a tarifa para a injeção na rede elétrica terminar, permitindo uma continuidade de receitas;
- Avaliar o impacte para o setor agrícola de priorizar o encaminhamento de efluentes pecuários para produção de biogás em detrimento da valorização agrícola e compostagem, de modo a articular, e se necessário, rever objetivos da ENEAPAI 2030, e rever, caso necessário, o Decreto-Lei n.º 30/2022, de 11 de abril, e a Portaria n.º 79/2022, de 3 de fevereiro, tendo em vista a sua aplicabilidade;
- Avaliar a necessidade de estabelecimento de metas vinculativas para a reconversão de instalações atuais de biogás em biometano, começando em 2026, que acompanhem o término dos regimes FiT atuais para a eletricidade, permitindo um regime transitório, e em articulação com as especificidades de cada setor;
- Fomentar ações de formação e capacitação técnica relacionadas com o desenvolvimento de projetos de produção de biometano, nomeadamente, programas de formação técnica para profissionais

envolvidos na operação e manutenção de sistemas de digestão anaeróbia e processos de *upgrading* do biogás;

- Estabelecimento de parcerias com entidades do SCTN para formar especialistas no setor.

L4 – Linha de ação n.º 4 (2024-2025)

Estabelecer metas de incorporação de biometano na RPG <sup>(33)</sup><sup>(34)</sup>

A introdução de metas anuais de incorporação de biometano na rede de gás natural pode ser usada, como na produção de eletricidade através de fontes de energia renováveis, como forma de encorajamento da produção deste gás renovável, atuando como catalisador para o desenvolvimento de toda a cadeia de valor. Atualmente, Portugal possui já metas de incorporação para os grandes comercializadores de gás enquadradas no âmbito da legislação nacional, mas é necessário rever as quotas de comercialização, bem como definir metas de produção nacionais vinculativas de produção e injeção na rede, tendo em conta o potencial existente, integrando-as na revisão do PNEC 2030 e identificando claramente a contribuição do biometano no sistema energético nacional. Esta articulação deve ser estendida a quaisquer outras políticas e instrumentos relevantes.

No âmbito da criação do mercado do biometano, o PAB sugere:

- Avaliar, e se necessário rever, as metas de incorporação de biometano na rede de gás, de modo a garantir o desenvolvimento (produção e injeção) da capacidade nacional de produção de biometano;
- Desenvolver o mercado de biometano em Portugal para substituir 9,1 % do consumo de gás natural em 2030, em relação aos valores de consumo na RPG previstos para 2030;
- Reforçar e consolidar o mercado de biometano em Portugal para substituir 18,6 % do consumo de gás natural em 2040, em relação aos valores de consumo na RPG previstos para 2030.

L5 – Linha de ação n.º 5 (2025-2026)

Explorar oportunidades para o biometano no setor dos transportes e incentivar o consumo de biometano na indústria, em particular nas indústrias abrangidas pelo SGCIE

De modo a contribuir para o objetivo da neutralidade climática global em 2050 (ou antecipar para 2045), as emissões de gases de efeito de estufa no setor dos transportes precisam de ser reduzidas em 90 % em relação a 1990, conforme previsto pela UE. Neste sentido, o uso do biometano como biocombustível deve, no enquadramento da RED II e da futura RED III, ser fomentado enquanto vetor de descarbonização considerando o seu potencial para a neutralidade carbónica, indo além, se necessário, das metas já definidas no artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 84/2022, de 9 de dezembro, na sua redação atual, que obriga fornecedores de combustíveis a assegurar a incorporação de combustíveis de baixo teor em carbono nos transportes. Adicionalmente, também a indústria consumidora intensiva de gás natural, deve estar nas prioridades de consumo de biometano usando como meio preferencial a sua canalização pela RPG.

A utilização de biometano nos transportes e na indústria deve ser fomentada através de medidas que aproximem este combustível dos cidadãos e das empresas, como por exemplo:

- Promover a reconversão de veículos utilizadores de energias fósseis para biometano, tendencialmente em segmentos estratégicos, como frotas de recolha de RU, autocarros urbanos, transporte pesado de mercadorias e maquinaria agrícola;
- Definir metas para o uso de veículos pesados a biometano e reconversão de veículos utilizadores de energia fóssil no âmbito da Estratégia Nacional para as Compras Públicas Ecológicas 2030;
- Avaliar a atribuição de incentivos fiscais em sede de imposto sobre produtos petrolíferos e energéticos (ISP), abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 73/2010, de 21 de junho, para o biometano veicular enquanto biocombustível avançado, especialmente na reconversão de veículos utilizadores de energias fósseis em serviços urbanos. Nesta atribuição é necessário garantir que os beneficiários não beneficiam cumulativamente de incentivos;
- Avaliar a atribuição de incentivos fiscais para o consumo de biometano no setor industrial, em especial nas indústrias abrangidas pelo SGCIE (cimenteira, cerâmica, vidro, etc.), e em articulação com a normativa vigente.

L6 – Linha de ação n.º 6 (2024-2025)

Realizar estudos prospetivos para a implementação estratégica de projetos e avaliar necessidades de novas ligações à infraestrutura atual para a injeção de biometano a nível regional <sup>(39)</sup>

O desenvolvimento da cadeia de valor pressupõe a identificação dos potenciais totais regionais/locais de modo a aproveitar o biometano proveniente de resíduos agroindustriais e dos estrumes e chorumes, numa abordagem estratégica que oferece múltiplas vantagens para o meio ambiente, e otimizar a descarbonização do sistema nacional de gás.

Além disso, a injeção de biometano na RPG é uma atividade geoespacial que pode exigir novos investimentos e criar novas exigências aos operadores da rede de distribuição (ORD). Nesse sentido, quaisquer planos de atualização e desenvolvimento de nova infraestrutura devem ser realizados tendo em conta o potencial de produção de biometano e em articulação com outros investimentos previstos (e. g. para o hidrogénio) de maneira a não constituir um travão ao desenvolvimento rápido de novos projetos. Assim, recomenda-se a avaliação integrada das condições e necessidades atuais da RPG, incluindo capacidades, fluxos e pontos de injeção, em função do potencial de produção de biometano existente a nível regional através da realização de estudos prospetivos e de viabilidade que envolvam toda a cadeia de valor.

Para a realização de estudos prospetivos a nível regional e a concretização de projetos-piloto de injeção de biometano na rede deve-se:

- Mapear potenciais de produção de biometano a nível regional/local, com especial foco no setor agroindustrial e pecuário, e identificar zonas com alto potencial de descarbonização;
- Mapear as redes de gás (transmissão e distribuição), de maneira a identificar as zonas de injeção e de consumo nas regiões de alto potencial identificadas e avaliar os limites físicos e necessidades de desenvolvimento da RPG a nível regional;
- Planear os estudos de potencial em articulação com os operadores de rede, alinhando a existência de infraestrutura de gás e o potencial de consumo da região, e assegurando que a rede permite escoar todo o biometano produzido, e abrindo a possibilidade de se criarem «hubs» de injeção;
- Considerar a análise caso a caso de potenciais de produção totais regionais/locais que, ainda que estejam localizados a mais de 25 km da rede, sejam relevantes na sua dimensão estratégica de descarbonização do SNG, em articulação com a L13. Caso contrário, a produção de biometano deverá ser avaliada para autoconsumo, ou para produção de eletricidade localmente;
- Estudar a remuneração, no contexto do quadro de incentivos, do encaminhamento e transporte de matérias-primas para produção de biogás e biometano em função do potencial de produção;
- Estudar a logística da recolha, armazenamento e distribuição sustentável de matérias-primas a nível regional/local, considerando várias opções, entre elas a utilização da rede ferroviária;
- Estudar e caracterizar o digerido produzido face ao potencial de biometano a nível regional/local, assim como identificar e mapear zonas agrícolas e florestais com capacidade de absorção de digerido em Portugal, em articulação com as ações previstas no PERSU 2030;
- Estudar uma utilização clara e sustentável para o escoamento do digerido e promover soluções comerciais alternativas (não agrícolas) e mercados potenciais e/ou admissíveis, em articulação com as ações previstas no PERSU 2030;
- Promover a adaptação da RPG e a implementação de nova infraestrutura, tendo em conta a dimensão estratégica para a descarbonização da injeção de biometano a nível regional. Caso a nova infraestrutura passe em zonas não licenciadas, deve ser regulado que o operador de rede de distribuição (ORD) que tem a concessão da rede no ponto de injeção pode operar a nova infraestrutura, com reconhecimento dos respetivos custos para efeitos de tarifas, até que essa zona seja concessionada. Se tal acontecer, a infraestrutura em questão e os respetivos custos, passarão para o novo concessionário pelo valor líquido do ativo. Estabelecer que os investimentos necessários para permitir e maximizar a injeção de biometano, incluindo, onde justificável, a expansão da RPG, tenham enquadramento nos PDIRG e PDIRD e uma gestão operacional dos operadores do SNG, garantindo-se a dimensão estratégica do biometano a injetar para a descarbonização do SNG;
- Incentivar, se necessário, a realização de projetos-piloto de injeção, de maneira a otimizar a injeção de biometano ao longo do território. 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;

- Definir as condições regulamentares de realização de projetos-piloto de injeção no âmbito dos Despachos n.ºs 806-B/2022 e 806-C/2022, publicados no *Diário da República*, 2.ª série, n.º 13, de 19 de janeiro de 2022, e agilizar os trâmites legais para a sua realização;

- Operacionalizar dos quadros de financiamento no contexto dos instrumentos disponibilizados pela UE que permita a realização de injeções-piloto em pontos estratégicos da rede com divulgação ampla de resultados;

- Estudar técnica e economicamente o desenvolvimento de infraestruturas de gás (*hubs*) em matéria de segurança, operacionalidade, recursos humanos de operação, manutenção, impactes nas tarifas e outros, que sejam necessários para o funcionamento sustentado na rede dos ORDs, destes pontos de receção;

- Estudar o impacto dos projetos registados nas redes enquanto suporte à proposta de investimentos no SNG, com vista a maximizar a injeção de biometano em zonas relevantes tendo em conta a sua dimensão estratégica de descarbonização;

- Criar zonas de injeção agregadas (*zoning*), para garantir a qualidade e segurança do biometano injetado, em regiões onde a dimensão estratégica para a descarbonização do SNG o justifique;

- Estudar a viabilidade económica dos processos de compressão e liquefação de biometano associados a *pipelines* virtuais.

#### 4.1.2 – Prioridade 2: Criar um quadro regulatório favorável

O desenvolvimento de uma cadeia de valor para a fileira do biometano pressupõe a existência de um quadro regulamentar favorável à implementação de novos projetos de produção o que, em alguns casos, vai para além da regulamentação do próprio setor. Recentemente, Portugal deu passos importantes na regulamentação da distribuição de biometano, nomeadamente através da possibilidade de injeção de gases renováveis na rede e respetivas garantias de origem estabelecida no Decreto-Lei n.º 60/2020, de 17 de agosto, na sua redação atual. No entanto, permanecem ainda alguns aspetos que podem ser melhorados para promover o desenvolvimento rápido do setor, essencialmente ao nível da operacionalização de alguns aspetos da legislação já publicada e do licenciamento ambiental e administrativo de novos projetos, assim como nas condições de acesso às infraestruturas de distribuição. As linhas de ação seguintes propõem medidas para agilizar estes processos.

|   |
|---|
| L7 – Linha de ação n.º 7 (2024-2025)  |
| Promover a injeção de biometano na RPG <sup>(36)</sup>  |
| A incorporação de biometano na rede de gás pressupõe a realização de um conjunto de medidas para assegurar a sua operacionalização. Para além de outras propriedades, o controlo das características do gás recebido pelos consumidores em termos de poder calorífico superior, é essencial para a contabilização da energia a faturar em cada ponto de consumo, e exige a adaptação dos métodos atuais de faturação em cenários onde a incorporação de biometano seja uma realidade. Adicionalmente, a injeção de biometano no sistema exige também ajustes na RPG, existindo a necessidade de capacitar o operador da rede de transporte para a necessária monitorização e controlo de qualidade do gás veiculado e de definir políticas que promovam a efetiva integração de novos produtores, numa lógica de partilha de custos entre produtor/promotor e o operador de rede. |

Nesse sentido, recomenda-se a adoção de medidas que diminuam estas e outras barreiras identificadas, nomeadamente:

- Transpor rapidamente a futura Diretiva (UE) 2023/2413 do Parlamento Europeu e do Conselho da União Europeia, de 18 de outubro de 2023 (RED III), incluindo medidas de promoção da produção de biogás e da respetiva injeção na rede de gás;

- Incentivar os ORD a implementar modelos, sistemas e tecnologias de monitorização do gás e cálculo do poder calorífico superior e/ou outros parâmetros de rede que permitam a gestão eficiente da infraestrutura num cenário de incorporação de mistura de gases;

- Suportar, se necessário e temporariamente, via fundo ambiental, eventuais implicações no sistema tarifário resultantes da redução do poder calorífico superior do gás na RPG;

- Aplicar a política de *right to inject* (Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto) para produtores de biometano que queiram injetar na RPG, sem prejuízo de casos onde a injeção possa, comprovadamente, afetar pontos de consumo a jusante como estações de gás natural comprimido ou cogerações;
- Estabelecer condições de injeção claras e critérios técnicos e económicos transparentes para a avaliação de pedidos de ligação à RPG de projetos de biometano, não excluindo à partida zonas não servidas pela rede. O critério de priorização a adotar deverá beneficiar projetos com maior potencial energético de injeção e que contribuam de maneira mais eficiente para a descarbonização do SNG;
- Definir uma política de *cost sharing* para integração de novos produtores na RPG, incluindo repartição de custos entre produtor/promotor e o operador de rede, no âmbito da elegibilidade dos investimentos regulados deste, dos custos de ligação (CAPEX) e acesso à rede;
- Nesta partilha deverá ser avaliada a atribuição ao operador de rede da responsabilidade de instalação e operação dos equipamentos mais críticos e onerosos da ligação, sendo a despesa repercutida e mutualizada na tarifa. As necessárias alterações à legislação vigente (Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, na sua redação atual, e Regulamento de Relações Comerciais no setor do gás) devem ser precedidas de discussão pública e fundamentadas em critérios técnicos, económicos e de sustentabilidade que identifiquem os benefícios a longo prazo para o SNG;
- Adequar o regime tarifário em vigor para injeção de gás na rede de transporte, após aprovação da proposta de alteração do Regulamento CE n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, integrado no Pacote de Descarbonização da UE, que prevê a aplicação de um desconto tarifário obrigatório de 100 % ou 75 % para os pontos de entrada na rede a partir de unidades de produção de gases renováveis, ou de baixo carbono, respetivamente;
- Avaliar a liquefação de biometano e respetiva entrega a gestores logísticos de unidades autónomas de gás (UAG) em casos onde a dimensão estratégica para a descarbonização o justifique, e os limites físicos da rede a nível local, impeçam a injeção de todo o gás produzido, ou, em caso de excedente de produção, a entrega em pontos ótimos de injeção da rede de distribuição. Estas ações devem ser coordenadas com os operadores de rede, em linha com os termos definidos no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto;
- Avaliar a implementação de unidades de compressão para potenciar o armazenamento e transporte do biometano, em casos onde a dimensão estratégica para a descarbonização o justifique, e os limites físicos da rede a nível local impeçam a injeção de todo o gás produzido ou, em caso de excedente de produção, a entrega em pontos ótimos de injeção da rede distribuição. Estas ações devem ser coordenadas com os operadores de rede, em linha com os termos definidos no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto.

L8 – Linha de ação n.º 8 (2024)

Clarificar o quadro regulamentar e agilizar os processos de licenciamento <sup>(37)</sup>

De modo a acelerar o desenvolvimento de novos projetos de produção de biometano, deve ser clarificado o enquadramento regulamentar de toda a cadeia de valor, em especial do digerido, e agilizados todos os procedimentos administrativos e de licenciamento no domínio do RGGR necessários à sua implementação. Este processo implica, por exemplo, a simplificação e diminuição dos custos associados à valorização orgânica no âmbito do atual RGGR (transporte e licenciamento), propondo-se que projetos de produção de biometano e outros gases renováveis possam beneficiar de uma clarificação de todos os procedimentos de licenciamento ambiental.

As medidas seguintes podem contribuir para a simplificação dos procedimentos de autorização e licenciamento de projetos de biometano:

- Avaliar, adaptar em conformidade e divulgar o quadro regulatório atual constante da Portaria n.º 185/2022, de 21 de julho, que garante a qualidade do digerido enquanto matéria fertilizante, e rever legislação relacionada em consonância (o Decreto-Lei n.º 30/2022, de 11 de abril, e a Portaria n.º 79/2022, de 3 de fevereiro);
- Promover a agilização dos processos de licenciamento ambiental necessários à implementação de projetos de biometano, sem prejuízo do rigor e exigência na aplicação das normas de proteção ambien-

tal vigentes, clarificando entendimentos e diminuindo custos de contexto no âmbito do Decreto-Lei n.º 151-B/2013, de 31 de outubro, na sua redação atual, que aprova o Regime Jurídico de Avaliação de Impacte Ambiental, e do Decreto-Lei n.º 127/2013, de 30 de agosto, na sua redação atual, que aprova o Regime de Prevenção e Controlo Integrados da Poluição;

- Implementar um portal único («entidade coordenadora») para todos os contactos considerados necessários à apreciação e boa execução dos procedimentos de licenciamento requeridos a projetos de biometano, uniformizando processos de submissão e licenciamento de projetos;
- Atualizar e integrar as plataformas informáticas de licenciamento, nomeadamente o SILiAmb, contribuindo para a agilização dos processos de licenciamento ambiental;
- Clarificar a estrutura e competências da «entidade coordenadora» em fase de execução do PAB através da implementação de uma matriz de responsabilidades;
- Disponibilizar normas jurídicas e guias de apoio, assim como definir prazos e clarificar todos os processos de licenciamento necessários ao longo da cadeia de valor (e. g. procedimentos passo-a-passo para ligação à rede de novas instalações ou instalações já existentes);
- Proceder à agregação da legislação dispersa relativa à construção e licenciamento de unidades de produção de biogás e biometano e restante cadeia de valor, concentrando requisitos de projeto, requisitos de natureza local e regional e salvaguardando as competências dos municípios;
- Definir tipologias de projeto nas quais as atuais e futuras instalações produtoras de biometano se possam enquadrar e que prevejam antecipadamente todos os requisitos e procedimentos necessários e suficientes para o seu licenciamento, em articulação com a L13. As tipologias deverão ser definidas em função, entre outros aspetos que o legislador entenda necessários, das implicações em termos de impacte ambiental e em termos de ligação às redes de gás, incluindo equipamento de segurança e monitorização exigíveis;
- Definir os mecanismos de verificação de segurança e monitorização durante a fase de operação, designadamente no que respeita ao controlo de gases tóxicos ou corrosivos;
- Criar um grupo de trabalho para concretização das medidas anteriores com todas as entidades públicas envolvidas nos processos de licenciamento, com indicações de procedimentos uniformes e ágeis;
- Capacitar os municípios ou outras entidades relevantes nos processos de licenciamento de forma a reduzir os tempos máximos de resposta na emissão de licenças e outros documentos em linhas com a proposta de legislação da Comissão Europeia no âmbito do plano REPowerEU.

#### 4.2 – Fase 2 – horizonte 2026-2040: Reforço e consolidação do mercado de biometano em Portugal

Após a criação do mercado e desenvolvimento inicial da fileira, o desafio seguinte para o crescimento do biometano em Portugal é o reforço e consolidação do mercado, continuando as atividades já iniciadas na Fase 1, e aumentando o envolvimento dos setores relevantes em termos de produção de resíduos orgânicos como o das águas residuais, das agroindústrias, e da produção agropecuária. Estes setores apresentam um potencial importante em termos de produção de efluentes que importa reforçar e desenvolver a médio prazo. Ainda assim, enfrentam desafios que limitam, em termos globais, a concretização do seu potencial a muito curto-prazo, havendo a necessidade de intensificar os processos de produção a partir da digestão anaeróbia, inclusivamente através do uso de matérias-primas complementares sustentáveis, e desenvolver sistemas logísticos de carácter regional ao nível da criação de comunidades de produção de biometano ou gasodutos virtuais, das soluções de recolha, armazenamento e transporte de resíduos, e da utilização do digerido, em particular no caso da agropecuária e agroindústrias.

Para que no pós-2026 seja possível escalar e continuar a desenvolver o mercado nacional de biometano, considera-se ainda essencial diversificar a base tecnológica de produção de biometano através de tecnologias alternativas como a gaseificação ou conceitos de *power-to-methane*, que passa pela aposta, nesta Fase 2, de incentivos à investigação e inovação nestas tecnologias e pro-

cessos relacionados que atualmente têm um horizonte temporal mais distante de entrada no mercado em termos de prontidão tecnológica. São ainda considerados incentivos à investigação em aspetos críticos associados à cadeia de valor do biogás e do biometano, incluindo a valorização do digerido e valorização do CO<sub>2</sub> resultante do processo de purificação do biogás.

O crescimento da produção de biometano em Portugal implica o desenvolvimento de novas unidades técnicas nos setores da agropecuária e agroindustrial, assim como a diversificação das tecnologias de produção de biometano para além da biotecnologia de digestão anaeróbia.

Neste sentido, a Fase 2 do PAB reúne um conjunto de ações para consolidar a indústria do biometano a médio-prazo, prevendo-se um maior impacto da sua implementação no período pós-2026 e adiante, assumindo três grandes prioridades:

- Prioridade 3: Escalar a produção de biometano em Portugal;
- Prioridade 4: Criar e desenvolver novas cadeias de valor a nível regional;
- Prioridade 5: Reforçar e promover a investigação e inovação.

#### 4.2.1 – Prioridade 3: Escalar a produção de biometano em Portugal

O aumento da escala de produção de biometano implica reforçar a capacidade de produção dos setores dos RU, agropecuário e agroindustrial, prolongando os esforços de reconversão e criação de novas unidades iniciados na Fase 1 e alinhando objetivos com o setor das águas residuais. Além disso, é essencial desenvolver a base tecnológica de produção de biometano através da aplicação de processos alternativos. A gaseificação é uma tecnologia a considerar dada a possibilidade de diversificação das matérias-primas utilizadas. Apesar de pouco expressiva em Portugal, existem diversos projetos na Europa que confirmam a sua viabilidade técnica, sendo importante explorá-la como alternativa. A relação custo-benefício desta e de tecnologias como o *power-to-methane* deve ser avaliada visto que a sua otimização permite um fornecimento de biometano em maior escala, potenciando a sua procura no mercado de gás. Neste contexto, sugerem-se três linhas de ação.

##### L9 – Linha de ação n.º 9 (2026-2030)

Incentivar as entidades gestoras do setor das águas residuais a utilizar e maximizar a digestão anaeróbia de lamas <sup>(38)</sup>

O ciclo de gestão das lamas de ETAR apresenta insuficiências para as quais, no âmbito do Plano Estratégico para o Abastecimento de Água e Gestão de Águas Residuais e Pluviais 2030 (PENSAARP 2030), têm sido identificadas estratégias de valorização, perspetivando-se uma melhoria na eficiência e sustentabilidade do setor. Sendo a produção de lamas de ETAR um processo contínuo, estas apresentam-se como um recurso interessante e acessível para reforçar a indústria do biometano, em articulação com a nova Diretiva do Tratamento de Águas Residuais Urbanas, havendo a necessidade de articular políticas com os agentes do setor.

De forma a incentivar sinergias entre o mercado de produção de biometano e as entidades gestoras do setor das águas residuais propõem-se as seguintes medidas:

- Articular objetivos e políticas com os planos já existentes do grupo AdP (Plano de Lamas e Plano de Neutralidade Energética), usando como critério de priorização a dimensão estratégica dos benefícios subjacentes em termos de descarbonização, à luz dos estudos realizados na L3;
- Permitir flexibilidade entre a cogeração para autoconsumo e a produção de biometano, tendo em conta os objetivos e políticas do setor e o seu impacto para a descarbonização, e definir metas para o encaminhamento de lamas de ETAR para produção de biogás, à luz dos resultados dos estudos realizados na L3;
- Quantificar e atualizar regularmente o volume de lamas produzido a nível nacional.

**L10 – Linha de ação n.º 10 (2026-2030)**

Escalar a valorização orgânica de efluentes pecuários e agroindustriais para a produção de biometano <sup>(26)</sup>

Os chorumes e estrumes provenientes da atividade pecuária, assim como outros efluentes agroindustriais, apresentam um potencial considerável para a produção de biogás. Após a entrada em operação dos projetos já aprovados no âmbito do PRR, na generalidade suportados na utilização deste tipo de efluentes, devem continuar a ser criadas condições para reforçar o crescimento da produção de biometano no setor até 2030. A valorização através da digestão anaeróbia deve ser a solução base para a gestão de efluentes pecuários em Portugal já que, além da produção de biogás e/ou biometano, se gera um digerido que pode ser utilizado como corretivo orgânico ou biofertilizante agrícola e possui excelentes propriedades para o melhoramento de solos.

A produção de biometano no setor pecuário deve ser incentivada através de procedimentos que incluam:

- Apoiar projetos bandeira nestes setores que impulsionem a instalação de unidades técnicas de produção de biometano (com análise custo-benefício);
- Definir metas para o encaminhamento de efluentes agroindustriais e pecuários para produção de biogás e/ou biometano;
- Formar e capacitar as empresas do setor agroindustrial e agropecuário para a operação adequada de digestores anaeróbios, incluindo codigestão anaeróbia.

**L11 – Linha de ação n.º 11 (2026-2040)**

Diversificar a base tecnológica de produção de biometano

A diversificação da base tecnológica de produção de gases renováveis, como o biometano, é essencial para que o seu potencial possa ser integralmente explorado. Assim, é necessário estudar tecnologias alternativas que maximizem a produção de biometano em larga escala e alarguem o espectro de matérias-primas utilizáveis, com destaque para a gaseificação de resíduos com metanação e a metanação do CO<sub>2</sub> presente no biogás com H<sub>2</sub> renovável.

O foco tecnológico da produção de biometano deve, a médio prazo, ir além da digestão anaeróbia através da implementação das seguintes soluções:

- Capacitar os diferentes setores para a operação adequada de digestores anaeróbios e diversificar a produção de biogás (codigestão);
- Quantificar e mapear matérias-primas disponíveis para gaseificação, incluindo resíduos não biogénicos ou com uma componente não biogénica significativa em articulação com a Estratégia de Biodiversidade da União Europeia para 2030;
- Estudar as várias opções de utilização do CO<sub>2</sub> biogénico tendo em conta a sua dimensão estratégica para a descarbonização de outros setores, incluindo o acional energético e económico, bem como o impacto na competitividade da produção de biometano através de digestão anaeróbia;
- Estudar e acompanhar os desenvolvimentos da tecnologia de gaseificação para potencial utilização da fração resto dos RU enquanto matéria-prima, à luz dos estudos realizados na L16 e em articulação com os planos setoriais vigentes;
- Agilizar procedimentos de construção/licenciamento de unidades de gaseificação e *power-to-methane* de forma a acelerar e incentivar a sua implementação.

**4.2.2 – Prioridade 4: Desenvolver e criar cadeias de valor a nível regional**

A criação de um mercado para o biometano implica, para além do desenvolvimento da produção e consumo, a promoção das cadeias logísticas associadas à recolha e abastecimento de matérias-primas. A definição de sistemas logísticos adequados é especialmente relevante no setor pecuário onde a digestão anaeróbia de efluentes está ainda bastante atrasada e a grande maioria dos resíduos são tratados junto ao local de produção. O desenvolvimento da cadeia de valor associada à produção de biogás no setor pecuário simboliza um dos maiores desafios para o reforço da indústria do biometano a médio prazo. Desde logo, existe a necessidade de encontrar soluções adequadas para consolidar a cadeia de abastecimento do resíduo, assim como definir estrategicamente como concretizar o poten-

cial de produção a nível regional e a melhor forma de escoamento e utilização do digerido enquanto matéria fertilizante após higienização e estabilização. Além disso, a introdução de matérias-primas alternativas e conceitos de produção diferenciados pode representar também uma oportunidade para fomentar o potencial de regiões menos desenvolvidas e contribuir para uma maior coesão territorial e a criação de novas fileiras. É neste sentido que se propõem as seguintes linhas de ação.

**L12 – Linha de ação n.º 12 (2026-2030)**

Promover a codigestão de matérias-primas complementares sem comprometer benefícios ambientais <sup>(39)</sup>

O uso de matérias-primas complementares (e. g. culturas energéticas ou macroalgas) apresenta um elevado potencial para diversificar e escalar a produção de biogás. No entanto, é fundamental assegurar que estas matérias-primas são produzidas de forma sustentável e sem competição com o setor alimentar, excluindo o uso de monoculturas, privilegiando o aproveitamento de solos degradados. Assim, em articulação com a RED II e a Estratégia de Biodiversidade da União Europeia para 2030, a utilização desta biomassa adicional na produção de biogás deve ser maximizada como forma de consolidar o mercado do biometano em Portugal.

De maneira a promover o uso de matérias-primas alternativas e garantir alguma segurança de abastecimento e maximização do rendimento de digestores, recomenda-se:

- Definir cenários para maximizar a biomassa adicional disponível a partir de matérias-primas complementares (configuradas como resíduos no atual RGGR) para a produção de biogás;
- Criar regulamentação para garantir uma abordagem sustentável à utilização de outras matérias-primas alternativas (macroalgas) na produção de biogás;
- Mapear o potencial de biomassa alternativa utilizável na produção de biogás.

**L13 – Linha de ação n.º 13 (2026)**

Definir estrategicamente a localização de comunidades de biometano ou *pipelines* virtuais (transporte rodoviário de mercadorias e marítimo) para a produção de biometano e sua injeção na rede de gás

A necessidade de desenvolvimento de infraestruturas centralizadas – «hubs» – a nível regional tem sido apontada como uma das soluções logísticas para que o biometano possa vir a ser injetado na RPG em volumes consideráveis e de forma mais sustentável em termos económicos (ganhos de escala). Estas comunidades de biometano (que podem assumir diferentes modelos de negócio) podem funcionar também ao nível da produção de biogás e do seu *upgrading*, devendo ser capazes de integrar e harmonizar uma utilização equilibrada de resíduos com diferentes características. Com base nos estudos realizados na Fase 1, deve ser definida uma estratégia para a criação de comunidades de biometano, se necessário associadas a «*pipelines* virtuais», que facilitem a produção e a injeção do biometano na rede. Neste processo devem ser envolvidos os ORD, a regulação, os municípios e os promotores de projetos por forma a otimizar processos e minimizar custos de investimento e operação de sistema.

Para a criação de infraestruturas regionais de produção de biogás e/ou *upgrading* para biometano deve-se:

- Promover a realização de projetos de engenharia e licenciamento standardizados, tipificados para projetos/comunidades regionais de produção de biometano com dimensões definidas, de modo a facilitar a sua implementação com base em conceitos de modularidade e replicabilidade;
- Definir estrategicamente a localização de comunidades de biometano ou *pipelines* virtuais regionais, à luz dos estudos realizados na L6 e em articulação com a L14 e L17;
- Incluir a aplicação do digerido no solo no modelo de gestão das comunidades e prever a existência de mercados ou zonas adequadas, preferencialmente junto do local de produção, para a sua incorporação como biofertilizante ou corretivo orgânico;
- Criar uma distinção entre zonas urbanas e não urbanas de potencial de biometano, por forma a não penalizar projetos em função da sua distância à rede. Essa classificação permitirá equiparar condições geográficas distintas e com isso igualar potencial produtivo na sua condição de descarbonização. Esta distinção deverá ser usada como ferramenta de suporte para o desenvolvimento de comunidades de biometano por forma a promover a circularidade local/regional.

**L14 – Linha de ação n.º 14 (2026-2030)**

Estimular a criação de soluções de recolha centralizadas a nível regional e associadas a comunidades de biometano ou *pipelines* virtuais para garantir acesso a matérias-primas de qualidade <sup>(40)</sup>

As cadeias de fornecimento de matérias-primas devem ser suficientemente flexíveis de forma a garantir os requisitos de qualidade e quantidade adequados para a produção de biogás. Uma estratégia para fazer convergir a oferta e a procura de matérias-primas é a utilização de unidades logísticas regionais associadas a comunidades de biometano ou *pipelines* virtuais, resultado da ação coordenada dos setores relevantes e tendo em conta as realidades locais. Estas unidades permitem uma consolidação da oferta e o aumento de escala, sendo necessário garantir que a sua operacionalização não afeta negativamente os princípios da livre concorrência em toda a cadeia de valor do biometano.

No sentido de promover novas soluções logísticas de recolha de matérias-primas para produção de biometano sugere-se:

- Definir um quadro regulatório (requisitos quanto à composição) de forma a garantir a qualidade e estabilidade no fornecimento de matérias-primas para a produção de biogás;
- Potenciar sistemas logísticos já implementados nos territórios, incluindo sinergias com outros setores como o dos RU onde devidamente justificado, e incluir a participação dos operadores agropecuários e/ou agroindustriais na criação e desenvolvimento das cadeias de valor, sendo fornecedores de matéria-prima e clientes/beneficiários dos produtos (e. g. biofertilizantes);
- Criar um quadro regulatório claro e harmonizado entre produtores, transportadores e distribuidores de matéria-prima;
- Incentivar a criação de capacidade de armazenamento adequada, junto de cada produtor de matéria-prima para o biogás;
- Incentivar a instalação de órgãos de retenção de efluentes e outras alterações necessárias para o funcionamento adequado da recolha de resíduos/subprodutos.

**L15 – Linha de ação n.º 15 (2026)**

Implementar uma estratégia para o digerido enquanto matéria fertilizante de modo a permitir o crescimento do mercado de biometano <sup>(41)</sup>

O digerido é um coproduto da digestão anaeróbia rico em matéria orgânica e nutrientes. No entanto, a sua valorização enquanto matéria fertilizante está sujeita a regras de higienização e estabilização que requerem condições específicas para a digestão anaeróbia ou o uso de processos de tratamento complementares onde se destaca a compostagem. Apesar de num contexto de sustentabilidade dever ser dada primazia à sua utilização como corretivo orgânico, e/ou biofertilizante, o setor agrícola não conseguirá, ainda assim, absorver todo o digerido produzido num cenário de produção de biogás e/ou biometano em larga escala. Importa, por isso, estudar estratégias alternativas para a sua utilização.

Para desenvolver alternativas para a utilização do digerido propõe-se:

- Promover a compostagem enquanto biotecnologia complementar de tratamento/valorização do digerido;
- Sensibilizar produtores e consumidores para as qualidades do digerido enquanto alternativa ao uso de efluentes brutos como fertilizante;
- Promover acordos entre SGRU e potenciais destinos de composto e digerido produzido a partir de RU, incluindo áreas florestais de gestão sustentável, promovendo o seu escoamento e valorização económica, em articulação com as ações do PERSU 2030;
- Criar um mercado dos «nutrientes reciclados – N, P, K» para fomentar a sua utilização em mais cadeias de valor;
- Definir metas de aplicação do digerido como matéria fertilizante, por exemplo em parques municipais, hortas comunitárias e áreas florestais de gestão sustentável;
- Articular a nível nacional com a operacionalização da Estratégia de Biodiversidade da União Europeia para 2030.

#### 4.2.3 – Prioridade 5: Reforçar a investigação e inovação

A aposta no conhecimento e na inovação é considerada uma componente essencial para o desenvolvimento económico. Portugal tem assumido compromissos de investimento em I&D nas áreas da energia e do clima com o objetivo de aumentar a qualidade e competitividade da investigação nacional e acelerar a implementação de resultados. Nesta matéria, as áreas tecnológicas do biogás e do biometano não devem ser exceção, sendo inquestionável que o desenvolvimento da indústria pode beneficiar de maior investimento em inovação. O reforço deste investimento deve apontar a tecnologias ou processos em fase de investigação industrial (TRL 3-4) ou desenvolvimento experimental (TRL 5-7), assim como a aspetos específicos essenciais à consolidação da cadeia de valor, incluindo a valorização do digerido e a valorização do CO<sub>2</sub> resultante do processo de purificação do biogás. É ainda fundamental o estudo e definição de opções estratégicas para o desenvolvimento da fileira do biometano para lá de 2030 e até 2050, especialmente no que respeita à implementação de tecnologias inovadoras ou utilização de recursos que podem ter várias aplicações. Neste contexto, propõem-se duas linhas de ação para promover o desenvolvimento da fileira do biometano.

##### L16 – Linha de ação n.º 16 (2026-2030)

Promover a inovação na cadeia de valor, incluindo a valorização do digerido, valorização do CO<sub>2</sub> resultante do processo de purificação do biogás e o uso de tecnologias alternativas de produção de biometano em diferentes setores de atividade

A produção de biometano com recurso à gaseificação e *power-to-methane* está ainda em fase de desenvolvimento experimental (TRL 5-7), sendo estas tecnologias essenciais para consolidar o mercado do biometano. Assim, devem ser alocados recursos financeiros para o reforço da investigação e inovação nas áreas relacionadas de forma a acelerar o desenvolvimento e a competitividade do mercado. Adicionalmente, é essencial reforçar a investigação e inovação a aspetos críticos ao estabelecimento da cadeia de valor como o digerido e a áreas complementares como a valorização e aproveitamento estratégico do CO<sub>2</sub> resultante do processo de purificação do biogás.

A inovação na fileira do biometano deve ser estimulada através de:

- Reforçar o financiamento em I&D&I nas áreas tecnológicas associadas à produção de biogás e biometano por digestão anaeróbia, incluindo avaliação do ciclo de vida, com objetivos estratégicos claros com vista à resolução de problemas concretos identificados na cadeia de valor no âmbito dos estudos realizados na L6;
- Reforçar o financiamento em I&D&I para tecnologias ou conceitos ainda em fase de desenvolvimento ou com implementação incipiente em Portugal direcionados à valorização do digerido (extração e recuperação de nutrientes);
- Reforçar o financiamento em I&D&I para tecnologias de captura, armazenamento e valorização do CO<sub>2</sub> resultante do processo de purificação do biogás para biometano;
- Reforçar o financiamento em I&D&I para tecnologias ou conceitos ainda em fase de desenvolvimento ou com implementação incipiente em Portugal (e. g. gaseificação de resíduos biogénicos e não biogénicos de vários setores e indústrias), no âmbito dos instrumentos disponibilizados pela UE ou outros;
- Fomentar parcerias entre instituições de ensino/I&D e a indústria de forma a implementar projetos demonstradores da produção e utilização de biometano.

##### L17 – Linha de ação n.º 17(2026-2030)

Reforçar a avaliação estratégica para a concretização do potencial de biometano e utilização do CO<sub>2</sub> biogénico por tecnologias inovadoras identificadas como de especial interesse

A elaboração de estudos prospetivos na Fase 1 permitirá decisões de investimento informadas, capazes de consolidar a estratégia para a fileira do biometano em Portugal e aumentar o número de instalações de produção até 2030. No entanto, esta avaliação estratégica deve ser reforçada de forma contínua e considerar a expansão da fileira do biometano para lá de 2030 e até 2050, garantindo um crescimento sustentado do setor e uma dimensão estratégica adequada para o biometano e subprodutos derivados na política energética nacional.

A avaliação estratégica deve:

- Utilizar os resultados dos estudos realizados na Fase 1 e definir uma dimensão estratégica adequada para o biometano na política energética nacional até 2050;

- Definir opções estratégicas para o aproveitamento do CO<sub>2</sub> biogénico resultante da purificação de biogás, em articulação com a L11;
- Definir opções estratégicas para diferentes tecnologias, especialmente a gaseificação e o *power-to-methane*, em articulação com a L11;
- Criar projetos bandeira que sirvam de modelo para a adoção das opções estratégicas escolhidas.

#### 4.3 – Eixo transversal – 2024-2040: Garantir a sustentabilidade social e ambiental

Para assegurar a sustentabilidade social e ambiental do aproveitamento do biometano é imprescindível gerar uma base sólida para os seus benefícios enquanto gás alternativo e renovável. É neste sentido que se torna fundamental conciliar os valores da sustentabilidade para o cumprimento do princípio «Não Prejudicar Significativamente» (DNSH na sigla anglo-saxónica), garantindo um desenvolvimento sustentável da fileira do biometano em Portugal. Neste contexto, a fileira do biometano abrange uma série de atividades económicas descritas no anexo 2 do Regulamento Delegado (UE) 2021/2139 da Comissão, de 4 de junho de 2021, que completa o Regulamento (UE) 2020/852 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 18 de junho de 2020 (Regulamento Taxonomia), que estabelece os critérios necessários para que uma atividade seja considerada sustentável do ponto de vista ambiental, nomeadamente: *i*) produção de biogás e biocombustíveis para utilização nos transportes; *ii*) redes de transporte e distribuição de gases renováveis e hipocarbónicos; *iii*) digestão anaeróbia de lamas de depuração, e *iv*) digestão anaeróbia de biorresíduos.

Do acima exposto, depreende-se que os agentes económicos interessados no desenvolvimento da fileira do biometano em Portugal terão de cumprir os critérios do DNSH, contribuindo substancialmente para os objetivos ambientais estabelecidos no artigo 9.º do Regulamento Taxonomia, não prejudicando significativamente nenhum desses objetivos, de acordo com o disposto nos artigos 10.º a 17.º e conforme apresentado no anexo 6 – tabela A12. O desenvolvimento do setor do biometano em Portugal deve, assim, salvaguardar de forma integrada os três pilares da sustentabilidade e integrar as componentes social e ambiental com o progresso da economia num contexto de DNSH. Para responder a este desafio é necessário atuar ao nível dos processos de produção e envolver as populações locais no desenvolvimento do setor através de um conjunto de ações que maximizem os impactos positivos do biometano como motor de desenvolvimento das regiões.

Desta forma, o eixo transversal do PAB foca-se nas questões de desenvolvimento social e ambiental segundo as seguintes prioridades:

- Prioridade 6: Assegurar a sustentabilidade da fileira do biometano;
- Prioridade 7: Estimular e reforçar sinergias entre os atores da cadeia de valor.

##### 4.3.1 – Prioridade 6: Assegurar a sustentabilidade da fileira do biometano

Apesar dos benefícios inegáveis do biometano, a abordagem a considerar para o seu aproveitamento pode levantar questões de sustentabilidade. Assim, os objetivos de desenvolvimento do mercado devem estar centrados na descarbonização e progresso social, sendo vital que as atividades associadas à produção de biogás e biometano não afetem negativamente o ambiente, por exemplo ao nível da biodiversidade ou práticas agrícolas inadequadas. A linha de ação seguinte estabelece uma base para assegurar a sustentabilidade do setor.

L18 – Linha de ação n.º 18 (2026-2030)

Garantir uma utilização sustentável do potencial de biometano em Portugal <sup>(42)</sup>

É essencial mitigar os impactos negativos associados ao aproveitamento do biometano em Portugal, de modo a não comprometer objetivos ambientais e sociais. Para tal, devem ser disponibilizadas orientações que assegurem e integrem critérios de sustentabilidade em toda a cadeia de valor do recurso, desde a recolha e transporte de resíduos até à produção e utilização de biometano, incluindo os subprodutos gerados no processo.

A sustentabilidade do aproveitamento do biometano a nível nacional passa por:

- Promover, através de incentivos e sem prejuízo dos equipamentos já existentes, o uso de veículos e métodos sustentáveis para a recolha e transporte de resíduos e incorporação de digerido em campos agrícolas;

- Operacionalizar a estratégia europeia de redução de emissões de metano para a atmosfera («methane leakage») e capacitar setores estratégicos, como o dos resíduos e agroindustrial, para o seu cumprimento;
- Valorizar a utilização dos nutrientes do digerido e do CO<sub>2</sub> biogénico disponível após o *upgrading* do biogás e promover o seu uso numa lógica de circularidade, avaliando sinergias com outros setores industriais (e. g. uso direto na indústria alimentar e de bebidas ou do tratamento de águas);
- Fomentar a metanação catalítica (e biológica) do CO<sub>2</sub> biogénico resultante do *upgrading* para aumentar a produção de biometano (*power-to-methane*) e avaliar potenciais pontos de contacto com a produção de hidrogénio renovável, em articulação com a ENH2.

#### 4.3.2 – Prioridade 7: Estimular e reforçar sinergias entre os atores da cadeia de valor

A sustentabilidade do biometano passa também pela sua aceitação ao longo de toda a cadeia de valor, em particular a nível regional. As economias locais podem usufruir de um valor acrescentado associado ao aproveitamento de gases renováveis como o biometano, mas para isso deve existir uma consciencialização dos benefícios que o desenvolvimento do setor pode trazer, para além de maior consenso em termos de aceitação social de modo a evitar fenómenos NIMBY. A definição de estratégias de comunicação e campanhas de informação deve por isso ser considerada, a par da promoção do associativismo entre os diferentes atores da cadeia de valor e do envolvimento efetivo das populações e poder político regional e local na fase inicial de desenvolvimento de projetos. A capacitação da indústria e dos produtores de resíduos é outro dos aspetos que não deve ser subvalorizado. As linhas de ação abaixo pretendem garantir estes objetivos.

##### L19 – Linha de ação n.º 19 (2024-2030)

Aumentar a consciencialização e capacitar a indústria nacional para o aproveitamento do potencial do biometano nos principais setores de interesse, utilizando os roteiros, *clusters* e sistemas já existentes <sup>(43)</sup>

É essencial capacitar tecnicamente a indústria associada à cadeia de valor do biogás e do biometano, assim como promover ambos os gases enquanto vetores de descarbonização e desenvolvimento económico-social a nível regional. Esta disseminação é especialmente relevante no setor pecuário e deve ter uma base de conhecimento científica, assim como destacar os múltiplos benefícios associados à cadeia de valor de ambos os gases, em particular o biometano.

Para promover a indústria do biogás e biometano enquanto fator de desenvolvimento regional deve-se:

- Sensibilizar e informar a comunidade acerca dos benefícios inerentes à produção de biogás e/ou biometano;
- Capacitar o poder político regional e local para os benefícios do biogás e biometano de forma a combater fenómenos NIMBY;
- Promover o associativismo e o diálogo entre produtores nos setores estratégicos identificados e fomentar oportunidades de formação sobre as vantagens do biogás e/ou biometano;
- Apoiar o desenvolvimento de competências profissionais direcionadas para a indústria;
- Incentivar a participação da indústria e principais atores da cadeia de valor nacional em parcerias estratégicas internacionais no âmbito do plano REPowerEU.

##### L20 – Linha de ação n.º 20 (2026-2030)

Integrar a sociedade civil e os órgãos de administração pública regionais e locais no desenvolvimento do setor e promover um envolvimento participativo de todos os atores na cadeia de valor <sup>(44)</sup>

O aproveitamento do biometano enquanto substituto do gás natural fóssil é um investimento estruturante para a sociedade portuguesa o que implica transformações profundas em vários setores. Desta forma, é importante desenvolver estratégias de diálogo com todos os atores da cadeia de valor, desde produtores de biogás e biometano, provedores de tecnologia, populações locais, associações profissionais e ambientalistas, órgãos de administração pública regionais e locais, no sentido de garantir um desenvolvimento sustentado do setor do biometano em Portugal.

O envolvimento multiparticipativo dos vários atores da cadeia de valor do biometano deve ter como objetivo:

- Promover e apoiar eventos, em especial conferências, workshops e formações, que juntem os vários atores da cadeia de valor a nível nacional e regional, em articulação com a implementação das L2, L3 e L15;
- Promover a participação dos diversos setores, associações e representantes em fóruns para promoção e partilha de boas práticas;
- Incluir associações e populações locais, bem como órgãos da administração pública local/regional, na fase de pré-projeto de instalações para garantir maior aceitação a nível regional;
- Considerar no custo final do biometano e respetivo sistema de incentivos, o custo adicional das medidas de mitigação locais associadas a projetos de instalações, se necessárias e existentes.

#### 5 – Apoios públicos à promoção do biometano

A estratégia integrada para o desenvolvimento sustentado dos gases renováveis em Portugal tem vindo a incluir diversos apoios públicos ao investimento, associados às instalações de produção de biometano.

Nos apoios ao investimento, destacam-se os 185 milhões de euros recentemente atribuídos através do PRR dedicados ao apoio à produção de hidrogénio renovável e biometano sustentável. A atribuição destes apoios iniciou-se em 2023 e perspetiva-se que as unidades de produção em questão estejam em pleno funcionamento em 2026.

No primeiro aviso do PRR, foram atribuídos apoios de 102 milhões de euros a 25 novos projetos, para um total de 229 milhões de euros de investimento. Estes projetos representarão, em 2026, uma capacidade instalada total de produção de gases renováveis de 106 MW.

O segundo aviso do PRR, com dotação de 83 milhões de euros, contou com um total de 49 candidaturas. Das candidaturas submetidas, 39 dizem respeito a projetos de hidrogénio verde, 9 são de biometano e 1 projeto prevê a produção dos dois gases renováveis. No total, as candidaturas submetidas preveem adicionar 443 MW de capacidade de produção, correspondendo a um montante de financiamento solicitado de 353 milhões de euros para um total de investimento de 906 milhões de euros.

Será ainda lançado um novo aviso, no âmbito do REPowerEU, resultante da reprogramação do PRR, com uma dotação de 70 milhões de euros, o que totalizará o valor de 255 milhões de euros de apoio ao investimento (CAPEX) associado às unidades de produção e gases renováveis.

A atribuição de apoio financeiro no âmbito da produção dos gases renováveis representa uma estratégia crucial para a reindustrialização verde do país, potenciando a incorporação nacional e o crescimento de empregos verdes, impulsionando a coesão territorial e promovendo o desenvolvimento equitativo em todas as regiões de Portugal.

Por outro lado, para operacionalizar o apoio ao OPEX, o leilão de sistema de compra centralizada de biometano e hidrogénio produzido por eletrólise a partir da água, com recurso a eletricidade com origem em fontes de energia renovável, tal como definido na Portaria n.º 15/2023, de 4 de janeiro, será um importante instrumento de política pública. Pretende-se assegurar a primeira resposta de consumo aos produtores de gases renováveis, incentivando, assim, a execução dos respetivos projetos.

Este leilão inaugural visa impulsionar o mercado de biometano em expansão, antecipando a realização de futuros leilões que catalisarão a sua efetivação e desenvolvimento contínuo em Portugal.

#### 6 – Monitorização do progresso

Monitorizar o progresso da aplicação de políticas é essencial para garantir que o desenvolvimento se encontra alinhado com os objetivos assumidos. Os intervenientes na cadeia de valor devem ter um papel ativo nesta monitorização no sentido de reportarem indicadores que potenciem a rápida e fácil integração das políticas adotadas. No âmbito da monitorização e da avaliação do PAB estabelecem-se

abaixo uma série de ambições/indicadores que resultarão da concretização das linhas de ação propostas. O cumprimento da calendarização (não definitiva e a ser ajustada em fase de execução) é importante para acelerar atividades ao longo da cadeia de valor e executar a visão estratégica para o biometano assumida para os horizontes de 2026 e 2040.

| Linhas de ação  | Ambição  |  |
|---|--|--|
|   | 2024-2026  | 2026-2040  |
| <b>Prioridade 1: Acelerar o desenvolvimento da produção e consumo de biometano</b>  |  |  |
| L1. Prosseguir um quadro de apoios à produção de biometano.   | <p>Publicação do quadro de apoio à produção de biometano.</p> <p>Operacionalização dos regulamentos e procedimentos das garantias de origem.</p> <p>Realização dos primeiros leilões.</p>  | —  |
| L2. Efetivar a recolha seletiva de biorresíduos e capacitar os SGRU a maximizar a valorização orgânica por digestão anaeróbia.  | <p>Estudo do impacte para as atuais infraestruturas de tratamento biológico por compostagem do encaminhamento de biorresíduos para digestão anaeróbia e articulação de objetivos com o PERSU 2030 e demais planos setoriais.</p> <p>Criação de um incentivo específico de forma a comprometer e capacitar os municípios para a recolha seletiva de biorresíduos.</p>   |  |
| L3. Fomentar a reconversão de unidades de biogás já existentes para biometano e acelerar a implementação de projetos já aprovados e/ou em desenvolvimento no setor agropecuário e agroindustrial. | <p>Estudo do impacte para o setor dos RU e das águas residuais da descontinuidade do modelo de valorização de biogás em energia.</p> <p>Promoção do <i>upgrading</i> do biogás em biometano em alternativa à produção de eletricidade a partir do biogás através do quadro de incentivos a ser publicado.</p> <p>Estudo do impacte para o setor agrícola de priorizar o encaminhamento de efluentes pecuários para produção de biogás em detrimento da valorização agrícola e compostagem e articulação de objetivos com a ENEAPAI 2030.</p> |  |
| L4. Estabelecer metas de incorporação de biometano na RPG.  | <p>Avaliação e revisão das metas de incorporação do biometano na rede de gás.</p> <p>Definição de metas de incorporação de biometano na RPG.</p>   | Substituição de até 18,6 % do consumo de gás natural em relação aos valores de consumo na RPG previstos para 2030. |
| L5. Explorar oportunidades para o biometano no setor dos transportes e incentivar o consumo de biometano na indústria, em particular nas indústrias abrangidas pelo SGCIE.                        | Avaliar incentivos fiscais para o biometano veicular enquanto biocombustível avançado e indústria SGCIE.   |  |
| L6. Realizar estudos prospetivos para a implementação estratégica de projetos e avaliar necessidades de novas ligações à infraestrutura atual para a injeção de biometano a nível regional.       | <p>Avaliação do potencial de biometano a nível regional e de utilizações para o digerido.</p> <p>Avaliação de necessidades de desenvolvimento da RPG de acordo com o potencial de biometano.</p> <p>Publicação de resultados para otimização da injeção de biometano na RPG.</p>   | —  |

| Linhas de ação  | Ambição  |   |
|---|--|---|
|   | 2024-2026  | 2026-2040   |
| <b>Prioridade 2: Criar um quadro regulatório adequado</b>   |  |   |
| L7. Promover a injeção de biometano na RPG.   | Enquadramento favorável e claro para pedidos de ligação à rede, incluindo critérios técnicos de análise bem definidos e transparentes.   | —   |
| L8. Clarificar o quadro regulamentar e agilizar os processos de licenciamento.  | <p>Agilização e clarificação de entendimentos dos processos de licenciamento ambiental necessários à implementação de projetos de biometano.</p> <p>Implementação de um portal único para todos os contactos considerados necessários à apreciação e boa execução dos procedimentos de licenciamento requeridos.</p> <p>Disponibilização de normas jurídicas e guias de apoio, assim como definir prazos e clarificar todos os processos de licenciamento necessários ao longo da cadeia de valor.</p> <p>Agregação da legislação dispersa relativa à construção e licenciamento de unidades de produção de biogás e biometano e restante cadeia de valor.</p> | —   |
| <b>Prioridade 3: Escalar a produção de biometano em Portugal</b>  |  |   |
| L9. Incentivar as entidades gestoras do setor das águas residuais a utilizar e maximizar a digestão anaeróbia de lamas.   | —  | <p>Definição e articulação de objetivos com as políticas do setor.</p> <p>Metas de encaminhamento de lamas de ETAR para produção de biogás e biometano.</p>   |
| L10. Escalar a valorização orgânica de efluentes pecuários e agroindustriais para produção de biometano.  | —  | <p>Metas para o encaminhamento de efluentes agroindustriais e pecuários para produção de biogás e/ou biometano definidas.</p> <p>Formação e capacitação de empresas do setor agroindustrial e agropecuário.</p>   |
| L11. Diversificar a base tecnológica de produção de biometano além da digestão anaeróbia.   | —  | <p>Estudos de utilização do CO<sub>2</sub> biogénico e da viabilidade de unidades de gasificação ou <i>power-to-methane</i> em regiões de alto interesse.</p> <p>Publicação do estudo das várias opções de utilização do CO<sub>2</sub> biogénico tendo em conta a sua dimensão estratégica para a descarbonização de outros setores.</p> |
| <b>Prioridade 4: Desenvolver e criar cadeias de valor a nível regional</b>  |  |   |
| L12. Promover a codigestão de matérias-primas complementares sem comprometer benefícios ambientais.   | —  | <p>Publicação do mapeamento do potencial de biomassa alternativa utilizável na produção de biogás.</p> <p>Uso de matérias-primas alternativas na produção de biogás em sistemas de codigestão de lamas e de efluentes pecuários e agroindustriais.</p>  |
| L13. Definir estrategicamente a localização de comunidades de biometano ou <i>pipelines</i> virtuais (transporte rodoviário de mercadorias e marítimo) para a produção de biometano e sua injeção na rede de gás. | —  | Definição estratégica da localização de comunidades de biometano ou <i>pipelines</i> virtuais regionais.  |

| Linhas de ação  | Ambição   |   |
|---|---|---|
|   | 2024-2026   | 2026-2040   |
| L14. Estimular a criação de soluções de recolha centralizadas a nível regional a associadas a comunidades de biometano ou <i>pipelines</i> virtuais para garantir acesso a matérias-primas de qualidade.  | —   | Publicação de quadro regulatório para os requisitos de qualidade de matérias-primas utilizáveis na produção de biogás publicado.  |
| L15. Implementar uma estratégia para o digerido enquanto matéria fertilizante de modo a permitir o crescimento do mercado de biometano.   | —   | Implementação de uma estratégia para o digerido enquanto matéria fertilizante.<br>Campanha de promoção da compostagem enquanto biotecnologia de tratamento/valorização complementar do digerido.<br>Digerido bem estabelecido no mercado enquanto alternativa a fertilizantes químicos. |
| <b>Prioridade 5: Reforçar e promover a investigação e inovação</b>  |   |   |
| L16. Promover a inovação na cadeia de valor, incluindo a valorização do digerido, valorização do CO <sub>2</sub> resultante do processo de purificação do biogás e o uso de tecnologias alternativas de produção de biometano em diferentes setores de atividade. | —   | Disponibilização de linha de financiamento para projetos de I&D&I na área do biometano, CO <sub>2</sub> biogénico e digerido.<br>Projetos concluídos e divulgação ampla dos resultados alcançados.  |
| L17. Reforçar a avaliação estratégica para a concretização do potencial de biometano e utilização do CO <sub>2</sub> biogénico por tecnologias inovadoras identificadas como de especial interesse.   | —   | Definição de opções estratégicas para o aproveitamento do CO <sub>2</sub> biogénico resultante da purificação de biogás, para a gaseificação e o <i>power-to-methane</i> .  |
| <b>Prioridade 6: Assegurar a sustentabilidade da fileira do biometano</b>   |   |   |
| L18. Garantir uma utilização sustentável do potencial de biometano em Portugal.   | Transposição da estratégia europeia de redução de emissões de metano para a atmosfera.  | —   |
| <b>Prioridade 7: Estimular e reforçar sinergias entre os atores da cadeia de valor</b>  |   |   |
| L19. Aumentar a consciencialização e capacitar a indústria nacional para o aproveitamento do potencial do biometano nos principais setores de interesse, utilizando os roteiros, <i>clusters</i> e sistemas já existentes.  | Campanha de promoção do biometano como substituto do gás natural fóssil.<br>Criação de um roteiro/academia para o biometano e promoção de ações formativas. | —   |
| L20. Integrar a sociedade civil e os órgãos de administração pública regionais e locais no desenvolvimento do setor e promover um envolvimento participativo de todos os atores na cadeia de valor.   | Ciclo de fóruns e <i>workshops</i> para o envolvimento participativo da comunidade no aproveitamento do biometano.  | —   |

Além disso, será de elevada importância a existência de uma maior proximidade e colaboração entre os *stakeholders*, com o objetivo de promover a produção e utilização de biometano em Portugal e cumprir com as linhas de ação previstas no PAB.

Recomenda-se ainda a realização de uma análise custo-benefício completa e transparente de um eventual esquema de apoio à produção de biometano, tendo em consideração as externalidades ambientais evitadas na sua produção.

Por fim, acrescenta-se que o PAB deve acompanhar o crescimento do mercado de biometano no país, pelo que deve ser devidamente atualizado com medidas adequadas, concretas e cada vez mais específicas, sugerindo-se a publicação de uma versão atualizada em 2026.

ANEXO 1

Locais de injeção na rede nacional de gás e possíveis sistemas logísticos para o aproveitamento do potencial de injeção de biometano

De maneira a apoiar um rápido desenvolvimento do mercado, um dos passos iniciais passa por avaliar de forma prospetiva o modo e locais de incorporação do biometano na rede nacional de gás. A figura A1 apresenta uma base visual das regiões com maior potencial de injeção tendo em consideração possíveis sinergias com o sistema nacional de gás natural (SNG).

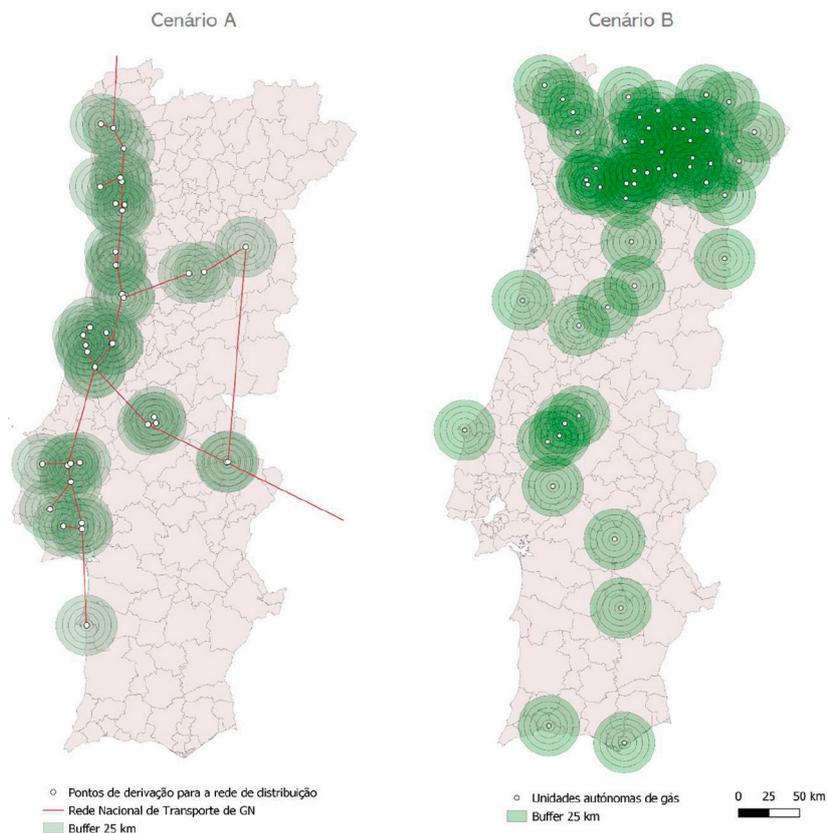


Figura A1. Estudo prospetivo sobre os locais de incorporação de biometano no SNG considerando os pontos de entrega nos quais se dá a transferência da gestão do gás. Cenário A: interligações estações de redução e medição de gás natural (ERMG) (pontos de entrega da rede nacional de transporte de gás natural (RNTGN); e Cenário B: Interligações unidades autónomas de gás (UAG) (pontos de entrega para redes de distribuição isoladas

Em termos logísticos são considerados dois cenários: um primeiro onde o biometano é injetado na forma comprimida nas redes de distribuição (entre 20 e 4 bar) e um segundo onde o *offtake* é realizado na forma liquefeita através de *pipelines* virtuais. Em ambos os casos, as zonas com maior potencial de injeção de biometano são inferidas pela criação de *buffers* [até 25 km <sup>(45)</sup><sup>(46)</sup>] em torno dos pontos de interface do SNG. No cenário A, é considerada a localização geográfica das ERMG que asseguram a interligação física entre a RNTGN e a RNDGN (interligações ERMG) e no cenário B a localização geográfica das UAG que garantem a interligação com redes de distribuição isoladas em alguns concelhos (interligações UAG).

Desta maneira, e não tendo sido possível obter informação georreferenciada das redes de distribuição a baixa pressão a nível local, a figura representa uma primeira aproximação ao potencial de injeção de biometano nestas redes. Tendo em conta o critério da proximidade com o SNG, verifica-se que as regiões de maior potencial se situam no litoral e no interior norte do país. Ainda assim, esta análise é preliminar e não dispensa um estudo mais detalhado onde se incluam fatores como o potencial de produção de biometano a nível regional e outras características da rede de gás (capacidades, etc.) de acordo com o sugerido na L6.

## ANEXO 2

**Metodologia de cálculo para estimativa do potencial de biogás e biometano**

Neste anexo é apresentada a metodologia de cálculo utilizada para estimar o potencial de biogás e de biometano a partir de cada uma das matérias-primas consideradas no contexto do Plano de Ação para o Biometano. São consideradas três tipologias de potencial de acordo com as seguintes definições:

- a) Potencial teórico, em que é assumido que toda a matéria-prima disponível a nível nacional é convertida em biogás;
- b) Potencial técnico, em que apenas uma percentagem da matéria-prima é considerada utilizável devido a restrições de recolha ou utilização para fins não energéticos;
- c) Potencial de implementação, em que é considerada a competição pelo uso da matéria-prima para fins energéticos no contexto nacional e pela utilização final do biogás produzido para a produção de eletricidade, cogeração ou *upgrading* para biometano.

Assim, o potencial técnico tem em consideração a quantidade de matéria-prima que pode ser efetivamente recolhida e/ou encaminhada para valorização, o que permite uma estimativa mais realista, enquanto o potencial de implementação tem em conta a competição pelos recursos e pelo biogás produzido no contexto da matriz energética nacional. Nestas estimativas, são assumidas percentagens de potencial técnico para cada matéria-prima, em linha com vários relatórios a nível europeu, e percentagens de utilização de recursos e de biogás de acordo com o modelo energético nacional «Janus» [Janus 5.5 release 2023.05.05 <sup>(3)</sup> <sup>(47)</sup> <sup>(49)</sup>]. Para a determinação do potencial teórico e técnico de biometano, é considerada uma composição de biogás entre 50 % e 55 % (%v/v CH<sub>4</sub>), de acordo com a matéria-prima como detalhado de seguida.

Efluentes pecuários <sup>(48)</sup> (Estrumes e chorumes)

Para o cálculo do potencial de produção de biogás destes resíduos consideraram-se as espécies bovina, suína, ovina, caprina e avícola. Esta seleção deve-se ao facto de estas serem as espécies com maior representatividade no setor pecuário a nível nacional. Para todas as espécies, com exceção da avícola, foram considerados os efluentes produzidos em explorações intensivas. As explorações extensivas foram consideradas para os 10 concelhos com maior produção de efluentes e apenas para as espécies bovina e suína pelo facto de a produção estar mais concentrada geograficamente e ser neste tipo de explorações em que é mais viável a recolha e aproveitamento centralizado da matéria para digestão anaeróbia. Já para as explorações de aves, considerou-se a estimativa do efluente gerado tendo em conta o efetivo animal existente em Portugal continental. O cálculo do potencial teórico foi determinado de acordo com a equação:

$$V_{biogás} = EP \times \%ST \times \%SV \times Biogás_{Vol}$$

em que:

$V_{biogás}$  – Produção de biogás (m<sup>3</sup>/ano);

$EP$  – Estrume produzido (ton/ano);

$\%ST$  – Sólidos totais (%);

$\%SV$  – Sólidos voláteis (%ST);

$Biogás_{Vol}$  – Volume de biogás (m<sup>3</sup>/tonVS).

Na tabela A1 são apresentados os valores utilizados no cálculo do potencial teórico. Para a estimativa do potencial técnico assumiu-se que 70 % <sup>(49)</sup> da matéria-prima (85 % no caso das aves) pode ser valorizada, sendo todo o potencial técnico encaminhado para a produção de biogás, do qual 90 % é utilizado para a produção de biometano.

**Tabela A1 – Fatores de conversão para a estimativa do potencial de produção de biogás a partir de estrume <sup>(50)</sup>**

| Espécie           | Quantidade (*)<br>[m <sup>3</sup> ] | Sólidos totais<br>[%] | Sólidos voláteis<br>[% ST] | Produção de biogás<br>[m <sup>3</sup> /tonVS] | % Volume<br>(CH <sub>4</sub> ) |
|-------------------|-------------------------------------|-----------------------|----------------------------|---|--------------------------------|
| Bovinos           | 7 852 930                           | 8.50                  | 76.5                       | 230   | 55                             |
| Suínos            | 3 636 525                           | 6.05                  | 72.5                       | 360   | 55                             |
| Ovinos e caprinos | 3 086 998                           | 35.00                 | 22.6                       | 1   | 50                             |
| Avícola           | 1 335 024                           | 19.5                  | 76.0                       | 300   | 55                             |

(\*) Dados ENEPAL.

### Resíduos agrícolas

O potencial técnico para os resíduos agrícolas foi estimado tendo em conta restrições na sua recolha, considerando, nomeadamente, a sua utilização na remediação de solos ou forragens para animais. Desta forma, o potencial técnico para estes resíduos corresponde apenas à remoção sustentável de sobras nos terrenos agrícolas, o que resulta na sua utilização sustentável para fins energéticos <sup>(49)</sup>, tal como apresentado na tabela A2.

**Tabela A2 – Estimativa do potencial técnico de biogás a partir de resíduos agrícolas <sup>(49)</sup>**

| Quantidade (*)<br>[ton] | Matéria seca<br>[%] | Produção de biometano<br>[m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /kg matéria-seca] | Recolha sustentável<br>[%] | Potencial sustentável<br>de utilização<br>[%] | % Volume (CH <sub>4</sub> ) |
|-------------------------|---------------------|--|----------------------------|---|-----------------------------|
| 2 788 491               | 76                  | 0.235  | 30                         | 75  | 60                          |

(\*) Dados LNEG.

Do potencial técnico estimado, considera-se que 56 % será encaminhado para a produção de biogás em 2030 (com crescimento para 83 % em 2040) e 90 % do biogás produzido será convertido em biometano em ambos os anos, devido ao encaminhamento da matéria-prima para utilizações energéticas alternativas, como a produção de eletricidade ou de biocombustíveis avançados.

### Resíduos agroindustriais

O potencial técnico de biogás para os resíduos agroindustriais corresponde ao produto da quantidade de efluente produzida pela sua carga orgânica (CQO) e pela produtividade de biogás (Nm<sup>3</sup> biogás/kg<sub>CQO</sub>), tal como apresentado na tabela A3 e de acordo com a equação:

$$V_{\text{biogás}} = AR \times CQO \times \text{Biogás}_{\text{Vol}}$$

em que:

$V_{\text{biogás}}$  – Produção de biogás (m<sup>3</sup>/ano);

$AR$  – Água residual produzida (m<sup>3</sup> água residual/ton<sub>produto</sub>/ano);

$CQO$  – Carência química de oxigénio (kg CQO/m<sup>3</sup>);

$\text{Biogás}_{\text{Vol}}$  – Produtividade de biogás (m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup><sub>água residual</sub>).

**Tabela A3 – Estimativa do potencial de produção de biogás a partir de resíduos agroindustriais <sup>(49)</sup>**

| Quantidade (*)<br>[ton] | Água residual industrial<br>(m <sup>3</sup> <sub>água residual</sub> /ton <sub>prod</sub> ) | CQO (kg CQO/m <sup>3</sup> água residual) | Produção de biogás<br>(Nm <sup>3</sup> biogás/kg CQO) | %Volume<br>(CH <sub>4</sub> ) |
|-------------------------|---|---|---|-------------------------------|
| 330 000                 | 10  | 13.63                                     | 0.482   | 57                            |

(\*) Dados LNEG.

Na estimativa deste potencial assumiu-se que 80 % <sup>(49)</sup> da matéria-prima está disponível para valorização e 75 % pode ser encaminhada para produção de biogás em 2030 (80 % em 2040) sendo a restante percentagem utilizada para a produção de biocombustíveis avançados. Em linha com os recursos anteriores, 90 % do biogás produzido é convertido em biometano em ambos os horizontes temporais.

#### RU (fração orgânica)

Nesta categoria é considerada a fração orgânica (FO) contida nos RU (45 %) recolhidos de forma indiferenciada, o que corresponde a cerca de 1,8 Mton de biorresíduos, de acordo com o Relatório Anual Resíduos Urbanos 2021 <sup>(51)</sup>. Assumindo-se desde já a impossibilidade da recolha total da FO, na estimativa do potencial técnico considerou-se que 68,5 % <sup>(47)</sup> da FO disponível pode ser encaminhada para produção de biogás o qual contém 55 % de CH<sub>4</sub> em volume <sup>(49)</sup>. A quantidade de biogás produzida é determinada a partir da seguinte equação:

$$V_{\text{biogás}} = \text{Fração orgânica}_{\text{RSU}} \times \text{Biogás}_{\text{Vol}}$$

em que:

$$\text{Biogás}_{\text{Vol}} = \text{Produtividade de biogás (130 m}^3 \text{ de biogás/ton}_{\text{resíduo}})$$

Já para a estimativa do potencial de implementação da FO, considera-se que 90 % do seu potencial técnico será encaminhado para a produção de biogás em 2030 (100 % em 2040), sendo 90 % desse biogás purificado em biometano em 2030 e 2040.

#### Lamas de estações de tratamento de águas residuais

Para a produção de biogás a partir de lamas de estações de tratamento de águas residuais (ETAR) considerou-se que 77,5 % <sup>(49)</sup> da matéria-prima está disponível para valorização e a totalidade deste potencial será encaminhado para produção de biogás em 2030 e 2040 com 90 % de conversão do biogás em biometano em ambos os horizontes temporais. O potencial técnico foi estimado a partir da equação seguinte onde 60 % do volume do biogás corresponde a CH<sub>4</sub>, de acordo com a Tabela 5:

$$V_{\text{Biogás}} = LE \times \%ST \times \%SV \times \text{Biogás}_{\text{Vol}}$$

em que:

$$V_{\text{Biogás}} = \text{Produção de biogás (m}^3 \text{/ano)}$$

$$LE = \text{Lamas de ETAR (ton/ano)}$$

$$\%ST = \text{Sólidos totais (\%)}$$

$$\%SV = \text{Sólidos voláteis (\%ST)}$$

$$\text{Biogás}_{\text{Vol}} = \text{Produtividade de biogás (m}^3 \text{/m}^3 \text{água residual)}$$

**Tabela A4 – Estimativa do potencial de produção de biogás a partir das lamas de ETAR <sup>(52)</sup> <sup>(53)</sup>**

| Quantidade lamas (*) [ton] | Sólidos totais [%] | Sólidos voláteis [% ST] | Volume de biogás [m <sup>3</sup> /tonVS] |
|----------------------------|--------------------|-------------------------|--|
| 579 739                    | 20                 | 70                      | 300                                      |

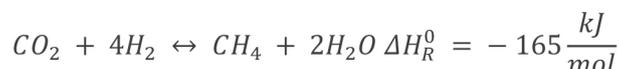
(\*) Dados ERSAR.

#### Gaseificação

Esta tecnologia é considerada na estimativa do potencial de biometano utilizando apenas resíduos florestais como matéria-prima. Assumiu-se que 0,3 e 10 % dos resíduos florestais produzidos a nível nacional poderão ser encaminhados para gaseificação em 2030 e 2040, respetivamente, tendo em conta a sua utilização em mercados como o da produção de eletricidade, cogeração, hidrogénio, entre outros. Para esta estimativa considerou-se uma quantidade de 7,3 milhões de toneladas de resíduos (Fonte: LNEG) e assumiu-se um fator de conversão de biomassa florestal em biometano de 0,200 kg de CH<sub>4</sub>/kg de biomassa <sup>(54)</sup>.

### Power-to-methane

O conceito *Power-to-methane* (PtM) é um método de produção de metano renovável (e-metano) baseado na tecnologia de metanação, também conhecido como processo de Sabatier, que envolve a hidrogenação do CO<sub>2</sub> de acordo com a equação:



Para o cálculo do potencial de produção derivado do PtM assumiu-se a estequiometria da reação como apresentada na equação acima, e apenas foi considerado o CO<sub>2</sub> biogénico proveniente do *upgrading* do biogás, assumindo-se a disponibilidade de H<sub>2</sub> verde produzido por eletrólise da água. A composição base do biogás utilizada para a estimativa foi, como já referido, de 55 % (%v/v CH<sub>4</sub>). Tendo em consideração o grau de maturidade da tecnologia e as estimativas crescentes para a produção de H<sub>2</sub> verde no território nacional, estimou-se que 10 % e 90 % do CO<sub>2</sub> biogénico produzido nas unidades de biogás será convertido em biometano em 2030 e 2040, respetivamente.

## ANEXO 3

### Principais barreiras ao desenvolvimento do mercado de biometano em Portugal

**Tabela A5 – Sumários das principais barreiras que limitam o desenvolvimento do mercado de biometano nacional e correspondência com as linhas de ação propostas no Plano de Ação para o Biometano (PAB) <sup>(55)</sup> <sup>(56)</sup> <sup>(57)</sup> <sup>(58)</sup>**

| Tipo             | Barreira   | Descrição  | Linha de ação  |
|------------------|--|--|--|
| Económico        | Necessidade de garantir apoios à produção de biometano<br><br>Falta de investimento do setor privado   | A inexistência de um «modelo de negócio» para o biometano é uma das principais barreiras para os proponentes de instalações de biometano já que estas não têm viabilidade em condições normais de mercado<br><br>A promoção de sistemas de apoios e soluções de financiamento favoráveis como forma de atrair o setor privado para o biometano   | L1. Prosseguir um quadro de apoios à produção de biometano<br><br>L3. Fomentar a reconversão de unidades de biogás já existentes para biometano e acelerar a implementação de projetos já aprovados e/ou em desenvolvimento no setor agropecuário e agroindustrial<br><br>L13. Definir estrategicamente a localização de comunidades de biometano ou <i>pipelines</i> virtuais (transporte rodoviário de mercadorias e marítimo) para a produção de biometano e sua injeção na rede de gás<br><br>L17. Reforçar a avaliação estratégica para a concretização do potencial de biometano e utilização do CO <sub>2</sub> biogénico por tecnologias inovadoras identificadas como de especial interesse |
| Social/Ambiental | Sustentabilidade da cadeia de valor<br><br>Desconhecimento do setor e falta de divulgação das vantagens do biometano para o público em geral, potenciando o fenómeno NIMBY | A falta de soluções de mercado para o digerido é um dos fatores que pode resultar num desenvolvimento menos sustentável da fileira do biometano em Portugal. É também importante diversificar o uso do biometano como biocombustível. Da mesma forma, a falta de comunicação com o público em geral pode também levar à perda de oportunidades na transição energética e social que representa para Portugal | L5. Explorar oportunidades para o biometano no setor dos transportes e incentivar o consumo de biometano na indústria, em particular nas indústrias abrangidas pelo SGCIE.<br><br>L15. Implementar uma estratégia para o digerido enquanto matéria fertilizante de modo a permitir o crescimento do mercado de biometano<br><br>L18. Garantir uma utilização sustentável do potencial de biometano em Portugal   |

| Tipo         | Barreira  | Descrição  | Linha de ação  |
|--------------|---|--|--|
|              |   |  | <p>L19. Aumentar a consciencialização e capacitar a indústria nacional para o aproveitamento do potencial do biometano nos principais setores de interesse, utilizando os roteiros, <i>clusters</i> e sistemas já existentes</p> <p>L20. Integrar a sociedade civil e os órgãos de administração pública regionais e locais no desenvolvimento do setor e promover um envolvimento participativo de todos os atores na cadeia de valor</p>   |
| Tecnológico  | <p>Garantir a quantidade e qualidade das matérias-primas</p> <p>Foco excessivo na tecnologia de digestão anaeróbia</p>  | <p>A importância de assegurar a qualidade e quantidade de matérias-primas, bem como definir o seu custo ou possível receita revelam-se essenciais para garantir a viabilidade financeira da cadeia de valor do biometano</p> <p>A utilização exclusiva do processo de digestão anaeróbia é um dos principais desafios do setor de modo a conseguir escalar a produção de biometano</p>   | <p>L2. Efetivar a recolha seletiva de biorresíduos e capacitar os SGRU a maximizar a valorização orgânica por digestão anaeróbia</p> <p>L12. Promover a codigestão de matérias-primas complementares sem comprometer benefícios ambientais</p> <p>L11. Diversificar a base tecnológica de produção de biometano além da digestão anaeróbia</p> <p>L16. Promover a inovação na cadeia de valor, incluindo a valorização do digerido, valorização do CO<sub>2</sub> resultante do processo de purificação do biogás e o uso de tecnologias alternativas de produção de biometano em diferentes setores de atividade</p>                      |
| Regulamentar | <p>Necessidade de regulamentação específica</p> <p>Promover o desenvolvimento das cadeias de abastecimento ao nível das matérias-primas</p> <p>Necessidade de harmonização das políticas públicas</p> | <p>A regulamentação existente pode ser mais favorável ao biometano, essencialmente, ao nível dos processos de licenciamento (industrial e ambiental) e autorização de novos projetos, assim como nas condições de acesso e priorização da ligação às infraestruturas de distribuição de gás.</p> <p>Por outro lado, as dificuldades com a logística associada à recolha das matérias-primas para a produção de biometano, assim como a cadeia de abastecimento e a logística inversa de escoamento do digerido são outras das barreiras que dificultam o desenvolvimento do setor.</p> <p>Por fim, a falta de harmonização entre instrumentos públicos de planeamento setorial (Plano Estratégico para os Resíduos Urbanos 2030, Estratégia Nacional para os Efluentes Pecuários e Agroindustriais 2030, entre outros) pode também dificultar o aproveitamento do potencial do biometano</p> | <p>L4, L6 e L7. Estabelecer metas e promover a injeção de biometano nas redes de distribuição</p> <p>L8. Clarificar o quadro regulamentar e agilizar os processos de licenciamento</p> <p>L14. Estimular a criação de soluções de recolha centralizadas a nível regional a associadas a comunidades de biometano ou <i>pipelines</i> virtuais para garantir acesso a matérias-primas de qualidade</p> <p>L9. Incentivar as entidades gestoras do setor das águas residuais a utilizar e maximizar a digestão de lamas</p> <p>L10. Escalar a valorização orgânica de efluentes pecuários e agroindustriais para a produção de biometano</p> |

**ANEXO 4**
**Panorama de incentivos à produção de biogás e biometano a nível europeu**
**Tabela A6 – Sumário dos incentivos mais relevantes à produção de biogás e biometano a nível europeu**

| Países    | Instrumentos e políticas para o biogás e biometano   |  |                  |                    |
|-----------|--|--|------------------|--------------------|
|           | Políticas económicas   | Políticas regulatórias   | Finalidade       | Horizonte temporal |
| Alemanha  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sistema de licitação sem diferenciação do uso do biometano</li> <li>• Taxas mais elevadas para a digestão anaeróbia de resíduos pecuários</li> <li>• Empréstimos a juros baixos para o investimento em biogás</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Registo de biometano</li> <li>• Meta de 80 % de energia renovável até 2050</li> </ul>   | Produção         | 10-20 anos         |
| Dinamarca | <ul style="list-style-type: none"> <li>• FiP 35-55 €/MWh dependendo da utilização</li> <li>• Impostos sobre veículos e combustíveis (mais elevados para os combustíveis fósseis)</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Registo de biometano</li> <li>• Meta de rede de gás 100 % renovável até 2050</li> </ul>   | Produção         | 10 anos            |
| França    | <ul style="list-style-type: none"> <li>• FiT 46-139 €/MWh, para o biometano injetado na rede, com contrato de compra anterior a 23 de novembro de 2020, consoante a dimensão da instalação e os tipos de matéria-prima, durante 15 anos</li> <li>• No caso de biometano injetado na rede, com contrato de compra após 23 de novembro de 2020, e com uma previsão de produção anual inferior ou igual a 25 GWh/ano (300 Nm<sup>3</sup>/h), as tarifas de referência variam entre 55 e 99 €/MWh para instalações de armazenamento de resíduos não perigosos (aterros sanitários), e 86 a 122€/MWh para outras instalações</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Garantias de origem do biometano;</li> <li>• Meta de produzir 70 TWh de biogás até 2035</li> </ul>  | Produção         | 15-20 anos         |
| Itália    | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Incentivos compostos por dois modos de compensação:</li> <li>i) Subvenção de capital que cobre até 40 % dos custos de investimento elegíveis para a construção ou reconversão de unidades de produção de biometano;</li> <li>ii) FiP com base num princípio concorrencial. A tarifa de referência (€/MWh) para as instalações do tipo A (agrícola) e B (resíduos orgânicos), bem como um prémio de incentivo tarifário que tem em conta a evolução dos preços do gás, para além da Garantia de Origem. Unidades Tipo A (&lt; 100 m<sup>3</sup>/h 115 €/MWh; &gt; 100 m<sup>3</sup>/h 110 €/MWh); Unidades Tipo B 62 €/MWh.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Registo de biometano</li> <li>• Meta de 10 % de biocombustíveis no setor dos transportes</li> <li>• Decreto Italiano do Ministério da Transição Ecológica, de 15 de setembro de 2022</li> </ul> | Produção         | 15-20 anos         |
| Noruega   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Isenção fiscal 20 €/MWh para utilização no transporte</li> <li>• Prémio para a digestão anaeróbia de resíduos pecuários até 70 €/MWh</li> <li>• Apoio ao investimento até 40 % dos custos</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Meta de 30% de resíduos pecuários para digestão anaeróbia</li> </ul>  | Produção/consumo | 1 ou alguns anos   |

| Países        | Instrumentos e políticas para o biogás e biometano  |  |                  |                    |
|---------------|---|--|------------------|--------------------|
|               | Políticas económicas  | Políticas regulatórias   | Finalidade       | Horizonte temporal |
| Países Baixos | <ul style="list-style-type: none"> <li>• FiP 16-60 €/MWh para o biometano injetado na rede</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Registo de biometano</li> <li>• Garantias de origem para o biometano</li> </ul>   | Produção         | Até 12 anos        |
| Reino Unido   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• CfD 36-86 €/MWh para o biometano injetado na rede</li> <li>• Apoio ao investimento até 50 %</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Garantias de origem dos gases renováveis</li> <li>• Meta de 10 % de biocombustíveis no setor dos transportes</li> </ul> | Produção         | 15-20 anos         |
| Suécia        | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Isenção fiscal de 3-30 €/MWh dependendo da utilização</li> <li>• Prémio para a digestão anaeróbia de resíduos pecuários até 40 €/MWh</li> <li>• Apoio ao investimento até 50 %</li> <li>• Até 0,30 €/kWh para o biometano</li> <li>• Até 0,45 €/kWh para o biometano liquefeito (bio-LNG)</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Meta para produzir 10 TWh em 2030 (proposta)</li> </ul>   | Produção/consumo | 1 ou alguns anos   |

## ANEXO 5

### Cenários e modelo económico simplificado para unidades técnicas de referência para produção de biometano em Portugal

O modelo económico desenvolvido no âmbito do Plano de Ação para o Biometano tem como objetivo estabelecer uma base indicativa para a implementação de um quadro de incentivos à produção de biometano. Dado o mercado a nível interno estar ainda numa fase embrionária, destacam-se como principais obstáculos ao desenvolvimento da cadeia de valor os elevados custos de produção de biometano e o maior risco e incerteza associados ao investimento em novos projetos num mercado com estas características. Para além do risco comercial relacionado com a venda do biometano em condições de mercado, existem ainda alguns riscos tecnológicos associados à produção do biogás. Apesar da digestão anaeróbia ser neste momento uma tecnologia madura e bem estabelecida a nível comercial, a experiência nacional em termos de operação de digestores é ainda limitada, existindo, no geral, pouca familiaridade com a tecnologia em certos setores estratégicos, especialmente na agropecuária e nas agroindustriais.

Assim, considera-se que um quadro de incentivos equilibrado para o biometano deve ter como propósito minimizar o risco de mercado associado a novos projetos, atrair investidores para a construção de novas unidades de produção a partir de resíduos e encorajar os atuais produtores de biogás a reconverter as suas unidades para esta finalidade.

Acresce que este modelo económico está em linha com a necessidade de os Estados-Membros cumprirem as metas do RePowerEU, que na prática propõe um aumento de quase 10 vezes na produção e consumo de biometano na UE até 2030, dos atuais 3-4 bcm para 35 bcm (bilhões de metros cúbicos). Portugal, sendo um país onde ainda não existe um mercado de biometano, necessita de realizar um esforço superior comparativamente com outros países europeus.

Após consulta ao mercado e demais partes interessadas do setor, foram avaliadas duas cadeias de valor de produção de biometano consideradas mais relevantes para Portugal no curto-prazo: produção de biometano com injeção na rede de gás natural próximo do local de produção (uso no setor doméstico e industrial) e produção de biometano com liquefação e transporte por estrada através de *pipeline* virtual (uso na mobilidade, sobretudo transporte pesado rodoviário de mercadorias e passageiros, recolha de RU e transporte marítimo). Apesar de a cadeia de valor associada a cada projeto poder variar de forma significativa, por exemplo ao nível da matéria-prima utilizada, do tipo de tecnologia de

digestão anaeróbia e de *upgrading* ou da capacidade de produção, considera-se que a utilização destas cadeias de valor acomoda diferentes tipologias de projeto, centrando esforços nas mudanças-chave para o desenvolvimento do mercado de biometano a nível nacional.

Com o objetivo de estimar a remuneração necessária para o biometano, consideraram-se os cenários de referência apresentados na tabela A7, considerados adequados para um desenvolvimento sustentado do setor do biometano e tendo em conta a necessidade de estimular o tratamento dos resíduos em Portugal, especialmente efluentes agropecuários e/ou agroindustriais, através da digestão anaeróbia e outras tecnologias inovadoras. Refira-se que os cenários utilizados podem não ter em conta todas as especificidades dos setores produtores de matérias-primas com potencial de produção de biometano. É o caso do setor dos RU onde as instalações de digestão anaeróbia de biorresíduos compreendem um conjunto de etapas indispensáveis (pré-tratamento e gestão/valorização do digerido), a que acresce a sua localização tendencialmente em meio urbano e um quadro legislativo aplicável mais exigente, que resultam em CAPEX e OPEX significativamente elevados, tal como apresentado na tabela A8 para uma instalação de referência em Portugal na ordem das 50 000 t/ano de biorresíduos. Tendencialmente, um quadro de incentivos equilibrado e capaz de acelerar o mercado do biometano no setor dos RU, tanto ao nível da reconversão da produção atual como da instalação de novas unidades de digestão anaeróbia de biorresíduos com *upgrading* do biogás para biometano, terá de ter em conta estas especificidades.

**Tabela A7 – Cenários de referência para a produção e utilização de biometano em Portugal (aplicáveis à generalidade das matérias-primas com exceção dos biorresíduos)**

| Cenário de referência  | Utilização para o biometano  | CAPEX   OPEX  | Unidade técnica de referência em Portugal |
|--|--|---|---|
| Ação 1<br>(Reconversão da produção de biogás já existente para biometano)                                  | Injeção de biometano na rede de gás natural próximo do local de produção para uso no setor doméstico ou industrial | 1,43 M€ <sup>(1)</sup>   0,15 M€ <sup>(2)</sup> (incluindo custo de oportunidade do biogás) | 250 Nm <sup>3</sup> /h de biometano       |
| Ação 2<br>(Construção de novas unidades de digestão anaeróbia e <i>upgrading</i> de biogás para biometano) |  | 9,8 M€ <sup>(1)</sup>   0,8 M€ <sup>(2)</sup>   |   |

<sup>(1)</sup> O CAPEX inclui todos os custos de engenharia, construção e arranque da unidade técnica de digestão anaeróbia de efluentes pecuários, incluindo purificação do biogás e injeção na rede, se aplicável, e excluindo o eventual pré-tratamento dos resíduos.

<sup>(2)</sup> O OPEX engloba custos de eletricidade, manutenção preventiva e operação com presença física no local, excluindo custos de gestão e transporte de matérias-primas ou digerido dada a sua relação com as especificidades do projeto.

**Tabela A8 – CAPEX e OPEX para a unidade técnica de referência em Portugal no setor dos RU**

| Unidade técnica de referência para biometano em Portugal no setor dos RU | CAPEX   | OPEX  |
|--|---|---|
| 50 000 t/ano de biorresíduos (500 Nm <sup>3</sup> /h de biometano)       | 50 M€ <sup>(1)</sup>   1000 €/t de biorresíduos | 6,5 M€ <sup>(2)</sup>   130 €/t de biorresíduos |

<sup>(1)</sup> O CAPEX inclui todos os custos de engenharia, construção e arranque da unidade técnica de digestão anaeróbia de biorresíduos, incluindo pré-tratamento dos resíduos, purificação do biogás e injeção na rede, e gestão/valorização do digerido.

<sup>(2)</sup> O OPEX engloba custos de eletricidade, combustível e outros consumíveis, manutenção preventiva e operação com presença física no local, assim como todos os custos de gestão e transporte de matérias-primas ou digerido.

Para o modelo económico apresentado, centrado nos efluentes agropecuários e/ou agroindustriais, a unidade técnica de referência considerada corresponde a uma unidade de produção de 250 Nm<sup>3</sup>/h de biometano a partir da conversão biológica anaeróbia de efluentes agropecuários e/ou agroindustriais em biogás (aproximadamente 500 Nm<sup>3</sup>/h), incluindo múltiplos produtos de entrada em codigestão. Os valores relativos a custos de investimento (CAPEX) e operação (OPEX) da unidade técnica foram obtidos após consulta ao mercado nacional e integrados no modelo segundo os seguintes princípios:

- A unidade técnica tem um tempo de vida de 15 anos com um fator de carga de 7800 horas/ano;
- Os equipamentos têm um tempo de vida e de depreciação de oito anos, ao fim dos quais é necessário um reinvestimento para a sua requalificação no valor de 10 % do investimento inicial;
- O custo médio ponderado do capital (WACC) para este tipo de projetos é de 9 % <sup>(59)</sup>.

Para além destas premissas, o modelo económico desenvolvido considera ainda que o retorno do investimento inicial de um dado projeto de biometano deve refletir todos os riscos associados à implementação de tecnologias num mercado relativamente pequeno e imaturo, como o português. Neste contexto, e cumprindo o princípio da proporcionalidade que orienta as ajudas de estado a nível europeu, estabelece-se que a rentabilidade implicada pelas eventuais medidas de apoio (TIR de projeto) permanece abaixo do custo médio ponderado do capital exigido pelo mercado para este tipo de investimentos que se estabelece em 9 % (TIR). Assim, considera-se que uma TIR de 9 % é suficiente para incentivar o desenvolvimento do mercado em Portugal e transmitir confiança aos investidores. As tabelas A9 e A10 apresentam os resultados obtidos do modelo económico para os dois cenários de referência estabelecidos.

**Tabela A9 – Resultados da simulação económica simplificada realizada para a reconversão da produção de biogás já existente para biometano**

| Cenário de referência  | Componente                  | Apoio CAPEX 0 %         |
|--|-----------------------------|-------------------------|
| Ação 1 (Reconversão da produção de biogás já existente para biometano) | Custo biogás <sup>(1)</sup> | 35 €/MWh                |
|  | CAPEX <i>Upgrading</i>      | + 10 €/MWh              |
|  | OPEX <i>Upgrading</i>       | + 8 €/MWh               |
|  | CAPEX Injeção               | + 7 €/MWh               |
|  | LCOE biometano              | 60 €/MWh                |
|  | Impostos                    | + 2 €/MWh               |
|  | Preço final (TIR de 9 %)    | <sup>(2)</sup> 62 €/MWh |

<sup>(1)</sup> Custo de oportunidade da não utilização do biogás para produção de energia elétrica, considerando uma amortização quase total dos custos de investimento (principalmente o motorizador).

<sup>(2)</sup> Receita equivalente de eletricidade correspondente a 143 €/MWh.

Racional: 1 Nm<sup>3</sup> biogás ~ 0.6 Nm<sup>3</sup> biometano (biogás 6 kWh/Nm<sup>3</sup> ~ biometano ~10 kWh/Nm<sup>3</sup>); logo, 6 kWh biogás ~ 6 kWh biometano – (eficiência da combustão de biogás para produção elétrica em motorizador ~ 0.33 %); logo, 2 kWh biogás ~ 6 kWh biometano ou 1 kWh biogás ~ 3 kWh biometano, o que daria cerca de 40 €/MWh (considerando o valor de 120 €/MWh da remuneração atual para a eletricidade). Tendo em conta os benefícios já tidos em produção em regime especial considera-se, neste modelo, um valor imediatamente abaixo (35 €/MWh).

**Tabela A10 – Resultados da simulação económica simplificada realizada para a construção de novas unidades de digestão anaeróbia e *upgrading* de biogás para biometano, excluindo custos relacionados com o transporte e gestão de matérias-primas e digerido (cenário representativo para a generalidade das matérias-primas com exceção dos biorresíduos)**

| Cenário de referência   | Componente               | Apoio CAPEX 0 % | Apoio CAPEX 40 % <sup>(1)</sup> |
|---|--------------------------|-----------------|---------------------------------|
| Ação 2 (Construção de novas unidades de digestão anaeróbia e <i>upgrading</i> de biogás para biometano) | CAPEX digestão anaeróbia | 54 €/MWh        | 32 €/MWh                        |
|   | OPEX digestão anaeróbia  | + 36 €/MWh      | + 36 €/MWh                      |
|   | LCOE biogás              | 90 €/MWh        | 68 €/MWh                        |
|   | CAPEX <i>Upgrading</i>   | + 11 €/MWh      | + 7 €/MWh                       |
|   | OPEX <i>Upgrading</i>    | + 8 €/MWh       | + 8 €/MWh                       |
|   | CAPEX Injeção            | + 7 €/MWh       | + 5 €/MWh                       |
|   | LCOE biometano           | 116 €/MWh       | 88 €/MWh                        |
|   | Impostos                 | + 9 €/MWh       | + 5 €/MWh                       |
|   | Preço final (TIR de 9 %) | 125 €/MWh       | 93 €/MWh                        |

<sup>(1)</sup> Valor de apoio ao CAPEX considerado tendo em conta as práticas atuais no âmbito do regime de incentivos do PRR.

Os resultados apontam para preços finais do biometano entre os 62 €/MWh (unidades de biogás existentes + *upgrading* para biometano) e os 125 €/MWh (considerando a construção de novas unidades de biogás e *upgrading* para biometano), não contemplando qualquer apoio ao CAPEX. Por outro lado, quando se consideram utilizações alternativas para o biometano na mobilidade que incluam investimentos em liquefação ou concentração, os preços atingidos são substancialmente superiores atingindo valores de 165 €/MWh (sem apoio ao CAPEX) ou 125 €/MWh (considerando um apoio ao CAPEX de 40 %). Contudo, não se advoga o uso de incentivos do Estado para esta cadeia de valor do setor dos transportes, porquanto no âmbito da RED II já existem incentivos financeiros (via isenção de imposto sobre produtos petrolíferos e energéticos e recompensa em Títulos de Biocombustível duplos) para o biometano enquanto biocombustível avançado.

Os resultados apresentados nas tabelas A9 e A10 refletem o preço que o produtor teria de atingir para cobrir os custos de produção do gás renovável acrescido de um retorno de investimento não superior às atuais práticas de mercado (WACC), respeitando o princípio da proporcionalidade nas ajudas de estado. A análise económica deixa claro que na ausência de incentivos, e em condições de mercado, os projetos de biometano considerados não resultariam em taxas de retorno positivas (e conseqüente valor atual líquido bastante negativo), tornando estes investimentos pouco atrativos para os investidores. Assim, e de modo a incentivar o desenvolvimento da indústria em Portugal, os resultados apurados podem ser vistos como preços de referência para o desenho de um quadro de incentivos ao biometano baseado em CfD. Estes contratos são acordos de longa duração que permitem aos promotores de projetos em novas tecnologias estabilizar as receitas resultantes da venda de energia ou produtos energéticos em torno de um valor máximo pré-acordado (*strike price*). Desta forma, se o valor máximo contratualizado for superior ao preço de mercado (*reference price*), o produtor de biometano é remunerado pela diferença. Por outro lado, se o preço de mercado for superior ao *strike price* pré-acordado, é o promotor do projeto que remunera a entidade governamental, garantindo-se assim um «custo justo» para a sociedade.

Baseado nos resultados da simulação económica, a tabela A11 apresenta valores médios para a remuneração do biometano resultantes da implementação de um esquema CfD hipotético que utiliza como *reference price* para o biometano o preço de mercado do seu substituto fóssil, o gás natural (~50 €/MWh), e a taxa de CO<sub>2</sub> (~80 €/tCO<sub>2</sub>, sendo expectável que no futuro o valor seja superior).

**Tabela A11 – Estimativas para a implementação de um esquema de incentivos baseado em contratos por diferença para os cenários de referência considerados**

|   | Preço médio gás natural<br>Taxa média CO <sub>2</sub> | 50 €/MWh (¹)<br>80 €/tCO <sub>2</sub> (²) |                                       |
|---|---|---|---------------------------------------|
| Cenário de referência   | –   |   | Apoio CAPEX 0 %                       |
| Ação 1 (Reconversão da produção de biogás já existente para biometano)                                  | TIR 9 %   |   | 62 €/MWh                              |
|   | CfD (remuneração)                                     |   | - 4 €/MWh                             |
|   | –   |   | Apoio CAPEX 0 %      Apoio CAPEX 40 % |
| Ação 2 (Construção de novas unidades de digestão anaeróbia e <i>upgrading</i> de biogás para biometano) | TIR 9 %   |   | 125 €/MWh      93 €/MWh               |
|   | CfD (remuneração)                                     |   | 59 €/MWh      27 €/MWh                |

(¹) MIBGAS, Organised Gas Market Annual Report, 2021

(²) <https://tradingeconomics.com/commodity/carbon>

Através da utilização deste mecanismo, estima-se que o incentivo médio para a reconversão de unidades atuais seja negativo, recebendo os promotores do projeto previsibilidade e estabilidade em relação a flutuações nas condições do mercado. Já o incentivo necessário para o desenvolvimento da fileira do biometano baseado na implementação de novas unidades de biogás e *upgrading* situar-se-ia entre 27-59 €/MWh com e sem apoio ao CAPEX de 40 %, respetivamente. Uma melhor tradução prática da fórmula de cálculo que indique a remuneração mínima pretendida poderia utilizar os valores reais do custo de gás natural e do CO<sub>2</sub> com atualizações, por exemplo, numa base mensal, e ter em conta a emissão das garantias de origem associadas à produção de biometano, cujo valor da venda poder

reverter para o financiamento do esquema de incentivos tendo em conta o sobrecusto de produção em relação ao gás natural. Em alternativa, podem também ser consideradas outras formas de cálculo da remuneração que considerem os valores de mercado do gás natural acrescidos de um delta renovável ou verde numa lógica da valorização do produto renovável.

Convém destacar que estes apoios, apesar de resultarem em sobrecustos em relação ao gás natural, estão ligados a falhas de mercado onde a livre concorrência não acompanha os benefícios sociais associados à adoção de novas tecnologias. Considerando o custo social das emissões de GEE, designadamente CH<sub>4</sub> e CO<sub>2</sub>, associadas a resíduos não tratados, assim como as emissões e custos económicos associados à importação e utilização de gás natural, a análise custo-benefício de um eventual esquema de apoio à produção de biometano deverá representar um valor acrescentado para a sociedade, tendo em conta as externalidades ambientais evitadas pela sua produção.

Aliás, utilizando a metodologia anteriormente apresentada no relatório «Contributo dos Resíduos Urbanos para a Descarbonização da Economia Nacional», produzido em 2021 pelo grupo de trabalho criado para identificar e propor as medidas necessárias para que os resíduos urbanos tenham um contributo mais relevante para a descarbonização da economia nacional, estima-se para que a conversão destes resíduos em biometano resulte numa mais-valia «socialmente justa» de 3,87 €/kg (287 €/MWh). Ou seja, mesmo que o biometano fosse remunerado ao valor de 287 €/MWh, os benefícios sociais ultrapassariam os custos económicos de um eventual apoio à produção, de acordo com os valores apresentados nas tabelas A7-A11. Este valor de 287 €/MWh já contabiliza as emissões CO<sub>2-eq</sub> evitadas pela não deposição em aterro da fração orgânica dos RU e a redução da fatura energética associada às importações de gás natural. Estas observações deverão, no entanto, ser confirmadas através de uma análise custo-benefício completa e transparente para o aproveitamento do potencial de biometano em Portugal a partir dos vários fluxos de resíduos gerados.

## ANEXO 6

### Avaliação do princípio «Não Prejudicar Significativamente» para o desenvolvimento da fileira do biometano em Portugal

Tabela A12 – DNSH no contexto da produção de biometano de acordo com o artigo 17.º do Regulamento Taxonomia

| Metas ambientais                    | Contributo   |
|-------------------------------------|--|
| Mitigação das alterações climáticas | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Construção e exploração de instalações dedicadas ao tratamento dos biorresíduos provenientes da recolha seletiva, por digestão anaeróbia, para produção e utilização do biogás e do digerido e/ou dos produtos químicos.</li> <li>• O biogás produzido é convertido em biometano para injeção na rede de gás natural ou usado como combustível para veículos ou como matéria-prima para a indústria química.</li> <li>• Os biorresíduos utilizados na digestão anaeróbia são sujeitos a triagem na fonte e a recolha seletiva.</li> <li>• Os digeridos produzidos são utilizados como fertilizantes ou como corretivos do solo, diretamente ou após compostagem ou qualquer outro tratamento.</li> <li>• São cumpridos os requisitos de sustentabilidade, de redução das emissões de GEE e de eficiência estabelecidos no artigo 29.º da Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis</li> <li>• A reconversão não aumenta a capacidade de transporte e distribuição de gás</li> <li>• As instalações dispõem de um plano de monitorização e de contingência para reduzir as fugas de metano</li> <li>• A atividade económica incide na investigação, inovação ou desenvolvimento de soluções, tecnologias, produtos, processos ou modelos empresariais, incluindo as soluções baseadas na natureza e inspiradas na natureza, e visa permitir que uma ou mais atividades para as quais o presente anexo estabelece critérios técnicos de avaliação satisfaçam os critérios que determinam um contributo substancial para a adaptação às alterações climáticas, a fim de aumentar a sua resiliência climática, e simultaneamente os critérios respeitantes ao cumprimento do princípio de não prejudicar significativamente outros objetivos ambientais.</li> </ul> |

| Metas ambientais   | Contributo   |
|--|--|
| Utilização sustentável e proteção dos recursos hídricos e marinhos | <ul style="list-style-type: none"> <li>• A atividade satisfaz os critérios estabelecidos no apêndice B do presente anexo</li> </ul>  |
| Prevenção e controlo da poluição                                   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• No caso da produção de biogás/biometano, o local de armazenamento dos digeridos leva uma cobertura estanque ao gás</li> <li>• No caso das centrais de digestão anaeróbia que tratam mais de 100 toneladas por dia, as emissões para a atmosfera e para a água estão dentro, ou abaixo, dos intervalos de Valores de Emissão Associados às Melhores Técnicas Disponíveis (VEA-MTD) para o tratamento anaeróbio de resíduos constantes das conclusões mais recentes e pertinentes neste domínio, incluindo as conclusões sobre as Melhores Técnicas Disponíveis (MTD) para o tratamento de resíduos <sup>(60)</sup> No caso da digestão anaeróbia de matéria orgânica, se for utilizado como adubo ou como corretivo do solo, quer diretamente, quer pós-compostagem ou outro tratamento, o digerido produzido cumpre os requisitos aplicáveis às matérias fertilizantes estabelecidos no anexo II, categorias de componentes 3 (composto) ou 4 e 5 (digeridos), do Regulamento (UE) 2019/1009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019 [Regulamento (UE) 2019/1009], ou as regras nacionais aplicáveis aos adubos ou corretivos do solo de uso agrícola</li> <li>• As ventoinhas, compressores, bombas e outros equipamentos utilizados abrangidos pela Diretiva 2009/125/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 21 de outubro de 2009, cumprem, se for caso disso, os requisitos para a classe de etiquetagem energética mais alta, observam o disposto nos regulamentos de execução adotados ao abrigo dessa diretiva e representam a melhor tecnologia disponível</li> <li>• As emissões estão dentro, ou abaixo, dos intervalos de valores de emissão associados às melhores técnicas disponíveis (VEA-MTD) para o tratamento anaeróbio de resíduos constantes das conclusões mais recentes e pertinentes neste domínio, incluindo as conclusões MTD para o tratamento de resíduos <sup>(54)</sup></li> <li>• O digerido produzido cumpre os requisitos aplicáveis às matérias fertilizantes estabelecidos no anexo II, categorias de componentes 3 (composto) ou 4 e 5 (digeridos), do Regulamento (UE) 2019/1009, ou as regras nacionais aplicáveis aos adubos ou corretivos do solo de uso agrícola.</li> <li>• Se o digerido produzido se destinar a ser utilizado como adubo ou como corretivo do solo, o comprador ou a entidade responsável pela recolha são informados do seu teor de azoto (com uma tolerância de <math>\pm 25\%</math>)</li> </ul> |
| Proteção e restauro da biodiversidade e dos ecossistemas           | <ul style="list-style-type: none"> <li>• A atividade satisfaz os critérios estabelecidos no apêndice D do presente anexo</li> </ul>  |

### Apêndice B: Utilização sustentável e proteção dos recursos hídricos e marinhos – Critérios genéricos DNSH

Identificação e tratamento dos riscos de degradação ambiental ligados à preservação da qualidade da água e à prevenção do estresse hídrico, com vista a alcançar um bom estado das águas e um bom potencial ecológico, conforme definido no artigo 2.º, pontos 22 e 23, do Regulamento Taxonomia, em conformidade com a Diretiva 2000/60/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de outubro de 2000 <sup>(61)</sup> (Diretiva 2000/60/CE) e com um plano de gestão da utilização e da proteção dos recursos hídricos elaborado para a(s) massa(s) de água potencialmente afetada(s), em consulta com as partes interessadas em causa. Se for realizada uma avaliação do impacto ambiental em conformidade com a Diretiva 2011/92/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de dezembro de 2011 que inclua uma avaliação do impacto nos recursos hídricos em conformidade com a Diretiva 2000/60/CE e tenha em conta os riscos identificados, não é necessário proceder a uma avaliação adicional do impacto nas águas.

### Apêndice D: Proteção e restauro da biodiversidade e dos ecossistemas – Critérios genéricos DNSH

Foi realizada uma avaliação de impacto ambiental (AIA) ou uma verificação preliminar <sup>(62)</sup> em conformidade com a Diretiva 2011/92/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de dezembro de 2011. Se tiver sido realizada uma AIA, são tomadas as medidas de mitigação e de compensação necessárias para proteger o ambiente. No caso dos sítios/operações em zonas sensíveis do ponto de vista da biodiversidade ou na sua proximidade (incluindo a rede Natura 2000, áreas protegidas, os sítios Património Mundial e as zonas-chave de biodiversidade, da UNESCO, bem como outras áreas classificadas ao abrigo do Regime da Conservação da Natureza e Biodiversidade), foi realizada uma avaliação adequada <sup>(63)</sup>, quando aplicável, e, atentas as suas conclusões, são aplicadas as medidas de mitigação necessárias <sup>(64)</sup>.

(1) Combustíveis gasosos produzidos a partir de biomassa.

(2) Biocombustível gasoso, derivado do biogás, e que tem comportamentos e utilizações semelhantes ao do gás natural.

(3) O digerido é definido como o produto resultante da digestão anaeróbia controlada de matérias-primas tais como efluentes líquidos que contêm uma elevada concentração de matéria orgânica biodegradável, lamas resultantes do tratamento de águas residuais, matérias residuais da indústria do abate de animais e da indústria agroalimentar, lamas da atividade agropecuária, fração biodegradável de resíduos urbanos, biorresíduos, constituído por uma fase sólida e uma fase líquida.

(4) «Digestão anaeróbia», o processo biológico de mineralização da matéria orgânica na ausência de oxigénio. Este é um processo utilizado no tratamento de efluentes líquidos que contêm uma elevada concentração de matéria orgânica biodegradável, no tratamento de lamas em estações de tratamento de águas residuais, no tratamento de matérias residuais na indústria do abate de animais e da indústria agroalimentar, no tratamento de lamas na atividade agropecuária, fração biodegradável de resíduos urbanos, biorresíduos.

(5) *Biomethane Industrial Partnership*. <https://bip-europe.eu>.

(6) *Biomethane*. [https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/bioenergy/biomethane\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/bioenergy/biomethane_en).

(7) A fração biodegradável de produtos, resíduos e detritos de origem biológica provenientes da agricultura, incluindo substâncias de origem vegetal e animal, da silvicultura e de indústrias afins, como a pesca e a aquicultura, bem como a fração biodegradável de resíduos, incluindo resíduos industriais e urbanos de origem biológica.

(8) Emissões biogénicas de dióxido de carbono resultantes do uso de material florestal sustentável em processos industriais de biorrefinarias.

(9) Kirchmeyr, et al. (2020). *Categorization of European Biogas Technologies. Digital Global Biogas Cooperation (DiBiCoo)* ([https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2021/11/BioGas\\_AD\\_Final.pdf](https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2021/11/BioGas_AD_Final.pdf)).

(10) EBA Statistical Report 2022. European Biogas Association.

(11) Adnan, A. I., Ong, M. Y., Nomanbhay, S., Chew, K. W., & Show, P. L. (2019). *Technologies for biogas upgrading to biomethane: A review*. *Bioengineering*, 6(4), 92.

(12) Ardolino, F., Cardamone, G. F., Parrillo, F., & Arena, U. (2021). *Biogas-to-biomethane upgrading: A comparative review and assessment in a life cycle perspective*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 139, 110588.

(13) Kapoor, R., Ghosh, P., Kumar, M., & Vijay, V. K. (2019). *Evaluation of biogas upgrading technologies and future perspectives: a review*. *Environmental Science and Pollution Research*, 26(12), 11631-11661.

(14) Prussi, et al. (2019). *Review of technologies for biomethane production and assessment of Eu transport share in 2030*. *Journal of cleaner production*, 222, 565-572.

(15) Starr, et al. (2015). *Upgraded biogas from municipal solid waste for natural gas substitution and CO<sub>2</sub> reduction-A case study of Austria, Italy, and Spain*. *Waste Management*, 38, 105-116.

(16) Billig, E., and Thrän, D. (2016). *Evaluation of biomethane technologies in Europe-Technical concepts under the scope of a Delphi-Survey embedded in a multi-criteria analysis*. *Energy*, 114, 1176-1186.

(17) (2021). *Gasification: A sustainable technology for circular economies, Scaling up to reach net-zero by 2050*. EBA – European Biogas.

(18) Ghaib, K. and Ben-Fares, F.Z. (2018) *Power-to-Methane: A state-of-the-art*, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 81, 2018, 433-446.

(19) (2022). *Relatório Anual de Resíduos Urbanos 2021*. Agência Portuguesa do Ambiente.

(20) (2022). *Relatório Anual dos Serviços de Águas e Resíduos em Portugal – 2021*. Volume 1 – Caracterização do setor de águas e resíduos.

(21) (2022). *Estratégia Nacional para os Efluentes Pecuários e Agroindustriais (ENEAPAI 2030)*.

(22) [https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine\\_indicadores&indOcorrCod=0010420&contexto=bd&selTab=tab2](https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine_indicadores&indOcorrCod=0010420&contexto=bd&selTab=tab2) (última atualização a 31 de março de 2021).

(23) Dados fornecidos pelo Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I. P. (LNEG), através do projeto CONVERTE (financiado pelo POSEUR).

(24) (2022). Entidade Reguladora dos Serviços de Águas e Resíduos – <https://www.ersar.pt/pt/setor/factos-e-numeros>.

(25) (2022). Instituto Nacional de Estatística, I.P. – [https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpgid=ine\\_tema&xpid=INE&tema\\_cod=1510](https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpgid=ine_tema&xpid=INE&tema_cod=1510).

(\*) Estes valores (45 e 38 %) correspondem à diferença entre o potencial de produção de biogás estimado para a FO dos RU e das lamas produzidas em ETARs, respetivamente, e o biogás que é atualmente produzidos através destas duas matérias-primas.

- <sup>(26)</sup> Karki, *et al.*, Anaerobic co-digestion: Current status and perspectives, *Bioresource Technology*, Volume 330, 2021.
- <sup>(27)</sup> Bacenetti, *et al.*, Anaerobic digestion of different feedstocks: Impact on energetic and environmental balances of biogas process, *Science of The Total Environment*, Volumes 463-464, 2013.
- <sup>(28)</sup> Li, *et al.*, Anaerobic co-digestion of animal manures with corn stover or apple pulp for enhanced biogas production, *Renewable Energy*, Volume 118, 2018.
- <sup>(29)</sup> (2021). RenewableEnergyDirective(REDII) – <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-10746-2021-ADD-5/en/pdf>.
- <sup>(30)</sup> Recomendações 32 e 35 – “D7.3 Recommendations to European and national decision-makers”, REGATRACE, 2022, e Ação 6.1 – “Manual for National Biomethane Strategies”, Guidehouse Netherlands B. V., 2022.
- <sup>(31)</sup> Recomendação 37 – “D7.3 Recommendations to European and national decision-makers”, REGATRACE, 2022.
- <sup>(32)</sup> Ação 1.3 – “Manual for National Biomethane Strategies”, Guidehouse Netherlands B. V., 2022.
- <sup>(33)</sup> Recomendação 31 – “D7.3 Recommendations to European and national decision-makers”, REGATRACE, 2022.
- <sup>(34)</sup> Ações 3.1 e 3.2 – “Manual for National Biomethane Strategies”, Guidehouse Netherlands B. V., 2022.
- <sup>(35)</sup> Ações 4.1 e 4.2 – “Manual for National Biomethane Strategies”, Guidehouse Netherlands B. V., 2022.
- <sup>(36)</sup> Recomendação 39 – “D7.3 Recommendations to European and national decision-makers”, REGATRACE, 2022, e Ações 5.2, 6.2 e 6.4 – “Manual for National Biomethane Strategies”, Guidehouse Netherlands B. V., 2022.
- <sup>(37)</sup> Recomendação 33 – “D7.3 Recommendations to European and national decision-makers”, REGATRACE, 2022, e Ação 5.3 – “Manual for National Biomethane Strategies”, Guidehouse Netherlands B.V., 2022.
- <sup>(38)</sup> Ações 5.6 e 6.5 – “Manual for National Biomethane Strategies”, Guidehouse Netherlands B. V., 2022.
- <sup>(39)</sup> Ação 5.7 e 9.2 – “Manual for National Biomethane Strategies”, Guidehouse Netherlands B. V., 2022.
- <sup>(40)</sup> Ação 4.3 – “Manual for National Biomethane Strategies”, Guidehouse Netherlands B. V., 2022.
- <sup>(41)</sup> Recomendação 38 – “D7.3 Recommendations to European and national decision-makers”, REGATRACE, 2022.
- <sup>(42)</sup> Ação 8.3 – “Manual for National Biomethane Strategies”, Guidehouse Netherlands B. V., 2022.
- <sup>(43)</sup> Recomendações 34 e 36 – “D7.3 Recommendations to European and national decision-makers”, REGATRACE, 2022, e Ação 5.8.
- <sup>(44)</sup> Ações 8.1, 8.2, 9.1 e 9.3 – “Manual for National Biomethane Strategies”, Guidehouse Netherlands B. V., 2022.
- <sup>(45)</sup> Céileachair, *et al.* (2021), *Alternative energy management strategies for large industry in non-gas-grid regions using on-farm biomethane*, *Applied Energy*, 303, 117627.
- <sup>(46)</sup> Matschoss, *et al.* (2020), *A consolidated potential analysis of bio-methane and e-methane using two different methods for a medium-term renewable gas supply in Germany*, *Energy, Sustainability and Society*, 10, 41.
- <sup>(47)</sup> World Biogas Association. Global potential of biogas. World Biogas Association (2019).
- <sup>(48)</sup> Nos termos do disposto na alínea o) do artigo 2.º da Portaria n.º 79/2022, de 3 de fevereiro, o Efluente Pecuário é definido como o estrume e o chorume.
- <sup>(49)</sup> Gas for Climate report – Biomethane Production Potentials in the EU. 2022 July.
- <sup>(50)</sup> Ferreira, S., Monteiro, E., Brito, P. & Vilarinho, C. Biomass resources in Portugal: Current status and prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 78, 1221-1235 (2017).
- <sup>(51)</sup> [https://apambiente.pt/sites/default/files/\\_Residuos/Planeamento/Estrat%C3%A9gia%20dos%20Biorres%C3%ADduos.pdf](https://apambiente.pt/sites/default/files/_Residuos/Planeamento/Estrat%C3%A9gia%20dos%20Biorres%C3%ADduos.pdf).
- <sup>(52)</sup> Fernandes, Liliana. (2014). Modelação da digestão anaeróbia da ETAR da Guia com Redes Neurais Artificiais. IST.
- <sup>(53)</sup> Lopes, Pedro. (2019). Gestão e Valorização das Lamas da ETAR da OMNOVA Solutions. ISEL.
- <sup>(54)</sup> Valor estimado.
- <sup>(55)</sup> Biogas Grants, Subsidies & Feed-in Tariff Rates Explained – Birch Solutions (16/05/2022).
- <sup>(56)</sup> Renewable energy policy database and support: single (res-legal.eu) (16/05/2022).
- <sup>(57)</sup> European Biogas Association “Support Schemes for Biogas and Biomethane in ...”.

<sup>(58)</sup> Marcus Gustafsson & Stefan Anderberg (2022): Biogas policies and production development in Europe: a comparative analysis of eight countries, Biofuels, DOI:10.1080/17597269.2022.2034380.

<sup>(59)</sup> State Aid SA.100704 (2021/N) – Italy RRF – Support scheme for the promotion of biomethane.

<sup>(60)</sup> Decisão de Execução (UE) n.º 2018/1147 da Comissão, de 10 de agosto de 2018.

<sup>(61)</sup> No caso das atividades desenvolvidas em países terceiros, de acordo com a legislação nacional aplicável ou com as normas internacionais que perseguem os mesmos objetivos no respeitante ao bom estado das águas e ao bom potencial ecológico, através de regras processuais e substantivas equivalentes, ou seja, um plano de gestão da utilização e de proteção dos recursos hídricos, elaborado em consulta com as partes interessadas em causa, que assegura o seguinte: 1) uma avaliação do impacto das atividades no estado identificado ou no potencial ecológico da(s) massa(s) de água potencialmente afetada(s), 2) a adoção de medidas para evitar a deterioração ou para proteger o bom estado/bom potencial ecológico ou, se tal não for possível, 3) na falta de melhores alternativas ambientais, que não sejam desproporcionadamente onerosas/tecnicamente inviáveis, a adoção de todas as medidas viáveis para atenuar o impacto negativo no estado das massas de água.

<sup>(62)</sup> No caso das atividades desenvolvidas em países terceiros, em conformidade com disposições nacionais equivalentes ou com as normas internacionais que impõem a realização de uma AIA ou de uma verificação preliminar, por exemplo, a norma de desempenho n.º 1 – Avaliação e gestão dos riscos ambientais e sociais, da SFI.

<sup>(63)</sup> Em conformidade com as Diretivas 2009/147/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 30 de novembro de 2009 e 92/43/CEE do Conselho, de 21 de maio de 1992. No caso das atividades desenvolvidas em países terceiros, em conformidade com disposições nacionais equivalentes ou normas internacionais, que visam a conservação dos habitats naturais e da fauna e flora selvagens e que impõem a realização de: 1) uma verificação preliminar para determinar se, em relação a determinada atividade, é necessário efetuar uma avaliação adequada dos eventuais impactos nas espécies e habitats protegidos e 2) uma avaliação adequada, caso a verificação preliminar determine a sua necessidade, por exemplo, a norma de desempenho n.º 6 – Conservação da biodiversidade e gestão sustentável dos recursos naturais vivos, da SFI.

<sup>(64)</sup> Essas medidas foram identificadas para garantir que o projeto, plano ou atividade não terá efeitos significativos nos objetivos de conservação da área protegida.

117430352