CATÓLICA LISBON SCHOOL OF BUSINESS & ECONOMICS

CEA | Studies & Consulting Unit

Universidade do Minho
Escola de Engenharia

# O Valor do Biometano



**Outubro 2026**

# FICHA TÉCNICA

**O Valor do Biometano**

**Entidade Promotora**

- APPB – Associação Portuguesa de Produção de Bioenergia

**Entidades Patrocinadoras**

- Floene Energias, S.A.
- REGA Energy Group, S.A.
- REN Gasodutos, S.A.
- Veolia Portugal, S.A.

**Entidades Executoras**

- Católica Lisbon SBE Studies & Consulting da Universidade Católica Portuguesa
- Escola de Engenharia da Universidade do Minho

**Coordenação do Estudo**

- Católica Lisbon SBE Studies & Consulting, sob orientação de:
  - Rute Xavier
  - Miguel Gouveia

**Equipa Técnica e Autores**

- Católica Lisbon SBE, Universidade Católica Portuguesa
  - Miguel Gouveia – Professor Associado
  - Rute Xavier – Professora Auxiliar
  - Maria Figueira Xavier – Professora Assistente
- Universidade do Minho
  - M. Alcina Pereira – Professora Auxiliar, Departamento de Engenharia Química e Biológica da Universidade do Minho e Centro de Engenharia Biológica
  - Ana Júlia Cavaleiro – Investigadora Auxiliar, Centro de Engenharia Biológica
  - Gilberto Martins – Investigador Auxiliar, Centro de Engenharia Biológica
  - M. Salomé Duarte – Investigadora Júnior, Centro de Engenharia Biológica

**Data de Publicação**

Outubro de 2026

**Contactos**

Para mais informações sobre o estudo: ✉ cea@ucp.pt

**Direitos de Autor**

© APPB – Associação Portuguesa de Produção de Bioenergia, 2026.

Todos os direitos reservados. Nenhuma parte desta publicação pode ser reproduzida, armazenada ou transmitida por qualquer meio sem autorização prévia da entidade promotora, exceto para fins de citação académica ou divulgação institucional, com indicação da respetiva fonte.

*(Imagem da capa criada com recurso a IA)*

# Índice

Sumário Executivo ..... 3
Secção I: Estado Atual e Potencial de Produção ..... 6
1. Panorama Atual da Produção de Biogás e Biometano em Portugal ..... 6
1.1. Produção nacional de Biogás e Biometano: estado atual e localização de digestores anaeróbios ..... 7
1.2. Biometano na Europa: como Portugal se posiciona face à tendência europeia ..... 10
1.3. Da produção de eletricidade à produção de biometano: eficiência energética e evolução dos incentivos ..... 13
2. O potencial em matérias-primas nas suas diferentes origens ..... 15
2.1. Potencial em biometano ..... 18
2.2. Exploração do processo de codigestão de resíduos ..... 20
2.3. Estruturas Tarifárias e Custos de Deposição em Aterro ..... 21
3. O papel dos operadores de gestão de resíduos ..... 23
Secção II: De Resíduos a Recursos: Emissões Evitadas e Outras Mais-Valias do Biometano ..... 25
4. Economia Circular ..... 25
5. Avaliação das emissões evitadas ..... 26
6. O digerido ..... 29
7. Produção de CO2 biogénico e respetivas vantagens de captura e aplicação (circularidade económica) ..... 34
8. Criação de postos de trabalho em toda a cadeia de valor e dinamização de zonas menos desenvolvidas ..... 36
Secção III: Do Produtor ao Consumidor: O Caminho do Biometano ..... 38
9. O sistema de certificação de gases renováveis ..... 38
9.1. Situação em Portugal ..... 40
10. A entrega ao consumo ..... 45
11. As garantias aos consumidores ..... 48
12. Os regimes de licenciamento ..... 50
13. Apoios/incentivos à produção de biometano ..... 52
14. Custos de Ligação à Rede ..... 54
Secção IV: Consequências da falta de concretização do potencial de biometano no PAB ..... 57
15. Consequências para a Indústria ..... 57
16. Consequências para as Redes ..... 63
Secção V: Avaliação global e análise SWOT ..... 65
Referências ..... 69

# Índice de Figuras

Figura 1. Localização dos sistemas de produção de biogás em Portugal continental (e2p 2025).8
Figura 2. Peso das fontes de produção de eletricidade em Portugal continental (e2p 2025).....9
Figura 3. Mapa da localização das instalações de biometano na Europa (a) e número de instalações de biometano por país (b). .....11
Figura 4. Potencial de biometano a partir de digestão anaeróbia (bcm/ano) por país em 2040 (Alberici et al. 2023). .....12
Figura 5. Disponibilidade (% em relação ao total) das matérias-primas em 2023 (a) e respetivo potencial técnico em biometano (% em relação ao total) (b). .....19

# Índice de Tabelas

Tabela 1. Potência instalada por promotor/operador (e2p 2025).....9
Tabela 2. Capacidade de produção de biogás por distrito (e2p 2025) .....10
Tabela 3. Países com as maiores capacidades instaladas de biometano (em $Nm^3$/hora) .....11
Tabela 4. Resultados da simulação económica simplificada realizada para a reconversão da produção de biogás já existente para biometano (PAB 2024) .....13
Tabela 5. Potencial em biometano das diferentes matérias-primas .....20
Tabela 6. Comparação de custos de tratamento de lamas de ETAR (Ødegaard et al. 2002) .....23
Tabela 7. Valores das emissões evitadas por matéria-prima para o cenário D50 km .....27
Tabela 8. Valores económicos das emissões evitadas por matéria-prima para o cenário D50 km .....29
Tabela 9. Caracterização média do digerido (azoto total, NH4, fósforo total, potássio e % de matéria seca), segundo a origem da matéria-prima e o tipo de digestão (Fonte: Veolia).....30
Tabela 10. Montantes a cobrar pela entidade emissora de garantias de origem (EEGO) relativos aos serviços prestados no âmbito das suas funções (Portaria n.º 53/2020 de 28 de fevereiro) 41

# Sumário Executivo

Portugal reúne condições para estabelecer um setor de biometano sólido e competitivo. O país dispõe de matérias-primas cuja valorização urge tornar mais eficaz e de infraestruturas energéticas compatíveis com o desenvolvimento almejado, mas há que consolidar o enquadramento estratégico. Apesar do potencial, a concretização tem avançado a um ritmo lento, condicionada por entraves diversos, nomeadamente de cariz administrativo, pela inexistência de um modelo económico estável e consolidado, e por limitações na coordenação e implementação de políticas públicas em comparação com outras geografias onde o setor do biometano já se encontra numa fase mais adiantada. Impõe-se, por isso, um maior dinamismo na implementação de medidas que permitam transformar este potencial em realidade.

**O desafio não é tecnológico, mas sobretudo administrativo e regulatório.**

**Valor estratégico do Biometano:**

- Reduz emissões de gases com efeito de estufa (GEE) e contribui para as metas nacionais de energia renovável.
- Valoriza resíduos que atualmente representam um passivo ambiental transformando-os em ativos, possibilitando a criação local de valor.
- É um gás renovável que contribui para descarbonizar todos os setores ligados à rede de gás.
- Descarbonização funciona de forma justa e inclusiva, com impactos positivos no emprego e rendimentos, a ocorrerem sobretudo em zonas rurais.
- Reforça a economia circular ao permitir recuperar nutrientes, reduzindo a dependência de fertilizantes sintéticos importados e contribuindo para uma maior autonomia e resiliência do setor agrícola nacional.
- Fonte de energia endógena, renovável, não intermitente, que contribui para mitigar a dependência energética do exterior.
- Beneficia de uma infraestrutura nacional de transporte e distribuição de gás já instalada, moderna e totalmente compatível com o biometano.
- A sua utilização não exige investimentos significativos em novas redes energéticas, nem a substituição dos equipamentos atualmente utilizados pelos consumidores, permitindo descarbonizar consumos energéticos através do aproveitamento de ativos existentes.

*Por tudo isto, o biometano é um recurso renovável disponível cujos benefícios extravasam o seu valor energético.*

**Diagnóstico sintético**

***Situação atual em Portugal:***

- Potencial de implementação de produção de biometano estimado em **2,74 TWh/ano** (baseado no levantamento de matérias-primas disponíveis em 2023/2024, valor de acordo com os pressupostos do Plano de Ação para o Biometano (PAB)), com 93 % proveniente de efluentes pecuários, resíduos agrícolas e da fração orgânica dos resíduos sólidos urbanos (FORSU).

• A concretização deste potencial permitirá obter importantes reduções de emissões de GEE: 7 $MtCO_2eq/ano$[1] e valendo um total de 602 M€, calculado considerando o preço das licenças de emissão no início de 2026 (85 €/$tCO_2eq$).

• Os maiores benefícios ambientais provêm da utilização de matérias-primas com maior potencial de produção de GEE, em detrimento da sua deposição não controlada.

• A produção comercial de biometano ainda está em fase embrionária, com os primeiros volumes a chegarem ao mercado a partir de 2026, com poucas unidades de biometano em operação.

• Vários projetos aprovados ou em desenvolvimento (à data existem 44 projetos em Registo Prévio, dos quais 12 em avaliação e 32 com título emitido).

***Principais bloqueios:***

• Licenciamento complexo e fragmentado.

• Falta de incentivos estruturados ao biometano.

• Atraso na definição e falta de adequação do quadro legislativo e regulatório condiciona condições de investimento e financiamento.

• Desalinhamento entre setores dos resíduos, energia e agricultura.

**Medidas prioritárias de políticas públicas (em alinhamento com o Plano de Ação para o Biometano 2024–2040)**

*As seguintes medidas destacam os pontos em que é necessário reforçar a execução, regulamentação ou ambição.*

- **Clarificar e operacionalizar o processo de licenciamento**

(i) Criar um balcão único nacional para o licenciamento de projetos de produção de biometano;

(ii) Definir prazos máximos vinculativos por entidade.

- **Criar um modelo económico previsível**

(i) Introduzir política de incentivos à produção e ao consumo que promova investimentos.

- **Metas e objetivos de compras públicas para o biometano**

(i) Promover a integração progressiva de biometano em frotas públicas, transportes coletivos e outros consumidores intensivos do setor público (ex. hospitais);

(ii) Estruturar o estabelecimento de contratos de longo prazo (*offtake*) entre produtores de biometano e entidades públicas;

(iii) Integrar explicitamente o biometano na contratação pública verde, criando procura estável e atratividade para o investimento.

[1] Emissões evitadas em comparação com um cenário sem tratamento e degradação dos resíduos a céu aberto.

- **Garantir acesso à matéria-prima**

(i) Priorizar digestão anaeróbia na hierarquia de gestão de resíduos urbanos e agropecuários, sempre que técnica e economicamente viável;

(ii) Ajustar tarifas de deposição em aterro e regras de Tratamento Mecânico e Biológico (TMB) para favorecer a produção de biometano;

(iii) Assegurar que a recolha seletiva obrigatória de biorresíduos (2027) é acompanhada por capacidade instalada de digestão anaeróbia.

- **Valorizar o digerido**

(i) Completar a criação do estatuto de biofertilizante para o digerido complementando o enquadramento com normas técnicas, certificação e rotulagem;

(ii) Integrar o digerido nas políticas de fertilização sustentável, ENEAPAI 2030 e aumentar oferta interna/nacional destes fertilizantes.

**Impacto esperado**

- Aumento rápido da capacidade instalada de biometano;
- Criação bruta de emprego local e valorização de zonas rurais. A produção de 2,74 TWh/ano tem o potencial para criar 830 a 1140 empregos diretos (construção e operação dos centros de produção de biometano) e 1250 a 1660 empregos indiretos (ao longo da cadeia de valor). Os postos de trabalho a criar serão diferenciados;
- Redução significativa das emissões de gases com efeito de estufa. Para uma produção anual potencial de 2,74 TWh estima-se uma redução de emissões de 7 $MtCO_2eq$/ano, a que corresponde um valor de 602 M€ (85 €/$tCO_2eq$);
- Redução da dependência de gás natural importado. A um preço médio grossista do gás natural fóssil de 30 €/MWh, o potencial 2,74 TWh/ano de produção nacional de biometano, resulta em 82,2 milhões €/ano de receita bruta e redução de importações.

**Conclusão**

O biometano pode tornar-se mais um pilar da transição energética portuguesa. Para isso, é necessário passar da fase de planeamento e avaliação de potencial para a fase de execução, assegurando previsibilidade e alinhamento de políticas públicas, dando aos investidores e financiadores a estabilidade necessária para a concretização dos projetos. Com as ações adequadas nos próximos 3–5 anos, Portugal pode recuperar o atraso e alinhar-se com os líderes europeus do biometano.

# Secção I: Estado Atual e Potencial de Produção

## 1. Panorama Atual da Produção de Biogás e Biometano em Portugal

A produção de biometano em Portugal encontra-se ainda numa fase inicial de desenvolvimento, apresentando um elevado potencial de crescimento. **O país tem avançado na criação de um enquadramento estratégico e legal para impulsionar e regulamentar o setor**, nomeadamente com a aprovação do Plano de Ação para o Biometano 2024-2040 (Resolução do Conselho de Ministros n.º 41/2024), o Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC 2030) e o recente processo de transposição para a legislação nacional da Diretiva RED III (sigla em inglês de *Renewable Energy Directive*).

Apesar disso, o setor enfrenta **desafios** significativos, como a necessidade de **clarificar e agilizar os processos de licenciamento**, bem como a **falta de regulamentação clara em alguns aspetos** (ex.: **contabilização das emissões de $CO_2$ evitadas**), o que tem travado o desenvolvimento de novos projetos.

Em Portugal, a primeira injeção de biometano na rede de gás natural ocorreu em julho de 2022, em Mirandela[2], em resultado de um projeto de valorização de resíduos orgânicos (Biogasmove[3]). Adicionalmente, a primeira licitação pública de biometano para injeção na rede foi realizada em 2025, com adjudicação de cerca de 1.990 MWh/ano, marcando um passo importante na integração do biometano nos sistemas de gás existentes[4].

[2] https://www.ambienteonline.pt/exclusivos/dourogas-renovavel-efetua-primeira-injecao-de-biometano-produzido-a-partir-de-residuos-organicos-na-rede-de-gas-natural-em-portugal
[3] https://dourogasrenovavel.pt/projetos/
[4] https://dourogasrenovavel.pt/dourogas-renovavel-assegura-adjudicacao-de-biometano-no-1-leilao-de-gas-renovavel-em-portugal/

### 1.1. Produção nacional de Biogás e Biometano: estado atual e localização de digestores anaeróbios

O número de unidades de produção de biometano prontas para injeção na rede em Portugal é ainda limitado. De acordo com a Associação Europeia de Biogás[5] (EBA), em 2026 **foram identificadas em Portugal 13 instalações produtoras de biometano**.

A unidade do Carregado[6] pertence à MATUTANO - Sociedade de Produtos Alimentares, LDA, e é uma unidade de Digestão Sólida Anaeróbia de lamas de Estação de Tratamento de Águas Residuais (ETAR), resíduos de batata, palha de milho, resíduos de doces, resíduos de matéria-prima, resíduos de produtos fritos e outros resíduos orgânicos. O biometano produzido é para utilização direta nas linhas de produção em substituição do gás natural. A informação sobre o início de operação não se encontra disponível.

Em 2023 a unidade de Frielas resultou de um projeto conjunto (Hidrogasmove e Solargasmove[2]) entre a Dourogás Renovável e a Águas do Tejo e Atlântico, visando a produção de biometano a partir das lamas da ETAR de Frielas, no concelho de Loures.

Em 2022, a unidade de Urjais também resultou de um projeto da Dourogás Renovável (Biogasmove[2]), e é composta por um sistema de VPSA (*vacuum pressure swing adsorption*), que permite a purificação do biogás produzido por uma central de valorização orgânica (digestão anaeróbia (DA) de resíduos orgânicos) da empresa intermunicipal Resíduos do Nordeste, e por uma Unidade Autónoma de Gaseificação (UAG). O biometano produzido foi utilizado como combustível para transportes, como é o caso da frota de cerca de 40 camiões da empresa intermunicipal Resíduos do Nordeste.

A unidade da Capwatt Biometano Aljustrel[7] foi a primeira em grande escala em Portugal dedicada à produção de biometano a partir de subprodutos da produção de azeite (nomeadamente da AZPO - Azeites de Portugal) e estrumes animais. Esta unidade apresenta uma capacidade de produção de cerca de 56 GWh/ano, sendo o biometano injetado diretamente na rede de distribuição de gás natural (gerida pela Floene). Esta unidade foi ainda

[5] https://www.europeanbiogas.eu/european-biomethane-map-2026/
[6] https://transparencia.gov.pt/pt/pesquisar/?query=biometano
[7] https://www.capwatt.com/pt/noticia/2025/03/24/capwatt-desenvolve-primeiro-projeto-de-producao-de-biometano-em-portugal-a-partir-de-subprodutos-agroindustriais

pioneira ao receber o primeiro certificado de origem de biometano em território nacional emitido pela REN.

No presente, existem vários projetos em desenvolvimento que preveem a utilização de resíduos sólidos urbanos, agropecuários, agrícolas, e lamas de ETAR.

Para além dos novos projetos de produção de biometano, a produção de biogás em Portugal já existe há vários anos. As fontes de biogás são diversas e incluem:

- Estações de Tratamento de Águas Residuais (ETARs): muitas ETARs, especialmente as maiores (por exemplo o grupo Águas de Portugal possui cerca de 23 digestores anaeróbios), utilizam a digestão anaeróbia para tratar as lamas e produzir biogás. No entanto, este biogás é utilizado apenas para a produção de eletricidade ou de energia térmica para autoconsumo.
- Aterros sanitários e unidades de valorização orgânica por digestão anaeróbia: a decomposição de resíduos orgânicos em digestores anaeróbios e em aterros também gera biogás, que pode ser captado e utilizado para produzir energia. Tal como nas ETARs, o biogás produzido é transformado em energia elétrica através de sistemas de cogeração.
- Unidades de tratamento de resíduos: algumas empresas agroalimentares também possuem digestores para tratar os seus resíduos (Exemplos: SuperBock, Central de Cervejas, Agraçor, entre outras), utilizando o biogás para a produção de eletricidade ou de energia térmica para autoconsumo.

Atualmente em Portugal existem **70 instalações produtoras de biogás** (Figura 1), das quais **40 produzem biogás de aterro, 17 de lamas de ETAR, 1 de resíduos agrícolas e 12 produzem biogás a partir de outros resíduos**, perfazendo um total de **1 101 GWh de energia primária em 2024** (EBA 2025).

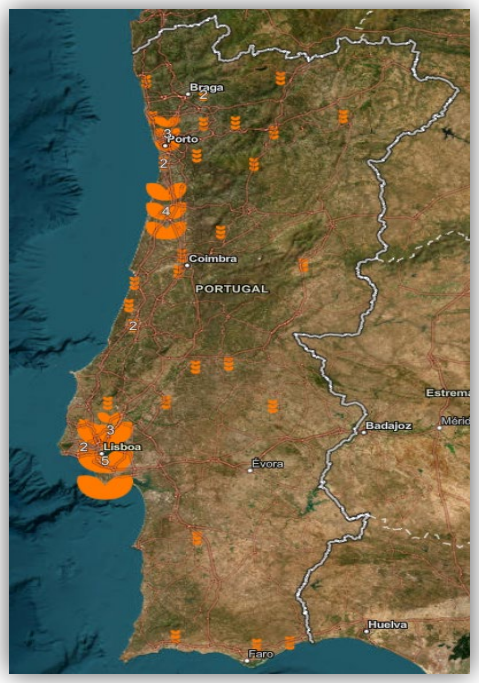



*Figura 1. Localização dos sistemas de produção de biogás em Portugal continental (e2p 2025).*

A potência instalada por promotor/operador e a capacidade de produção de biogás por distrito encontram-se compiladas nas Tabelas 1 e 2 (e2p 2025). Atualmente, o biogás representa 1,14 % das fontes de produção de eletricidade em Portugal (Figura 2).

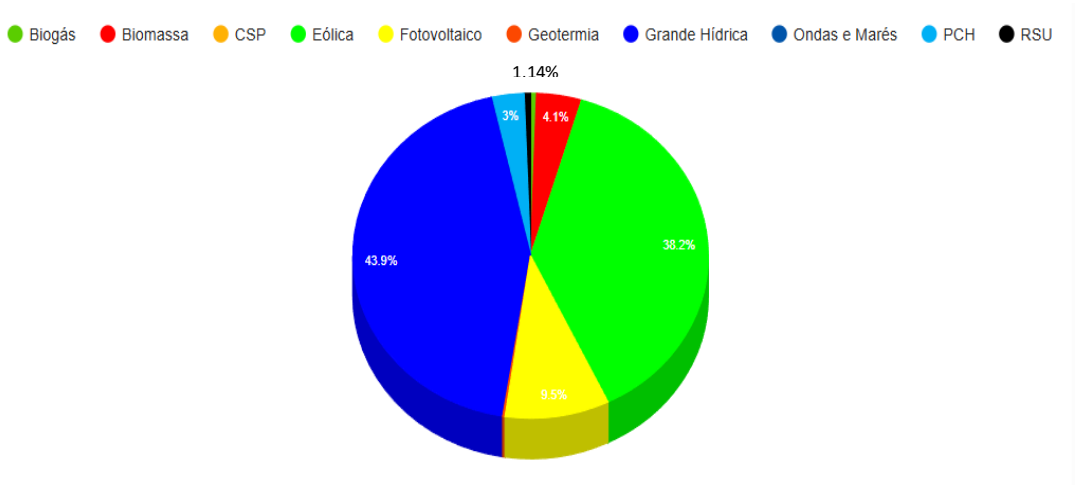



*Figura 2. Peso das fontes de produção de eletricidade em Portugal continental (e2p 2025).*

*Tabela 1. Potência instalada por promotor/operador (e2p 2025)*

| Grupo promotor/operador | Potência Instalada [MW] | % |
|---|---|---|
| EGF | 52,50 | 63,1 |
| n.d. | 16,35 | 19,7 |
| Águas de Portugal | 7,75 | 9,3 |
| Lipor | 3,36 | 4,0 |
| Ecolezíria | 1,06 | 1,3 |
| Capwatt | 1,06 | 1,3 |
| SUMA - Serviços Urbanos e Meio Ambiente, S.A. | 0,64 | 0,8 |
| Ambilital | 0,47 | 0,6 |
| **Total** | **83,19** | **100,0** |

*Tabela 2. Capacidade de produção de biogás por distrito (e2p 2025)*

| Distrito/Região Autónoma | Capacidade [MW] | % |
|---|---|---|
| Aveiro | 9,38 | 11,3 |
| Braga | 4,66 | 5,6 |
| Bragança | 1,00 | 1,2 |
| Castelo Branco | 2,21 | 2,7 |
| Coimbra | 7,68 | 9,2 |
| Faro | 3,10 | 3,7 |
| Leiria | 4,96 | 6,0 |
| Lisboa | 15,19 | 18,3 |
| Portalegre | 1,05 | 1,3 |
| Porto | 15,49 | 18,6 |
| R.A. Açores | 0,64 | 0,8 |
| Santarém | 2,37 | 2,8 |
| Setúbal | 7,68 | 9,2 |
| Viana do Castelo | 2,00 | 2,4 |
| Vila Real | 1,68 | 2,0 |
| Viseu | 4,10 | 4,9 |
| **Total** | **83,19** | **100,0** |

### 1.2. Biometano na Europa: como Portugal se posiciona face à tendência europeia

O número total de instalações de biometano na Europa aumentou de 1 548 para 1 678 entre 2024 e 2025, conforme mostrado no último European Biomethane Map (Figura 3). Durante este período, entraram em funcionamento 165 novas instalações, das quais 56 no início de 2025. Este aumento líquido reflete a expansão constante de um setor sustentável e promissor. A distribuição e o número de instalações de biometano por país encontra-se representada na Figura 3, e a capacidade atualmente instalada encontra-se compilada na Tabela 3.

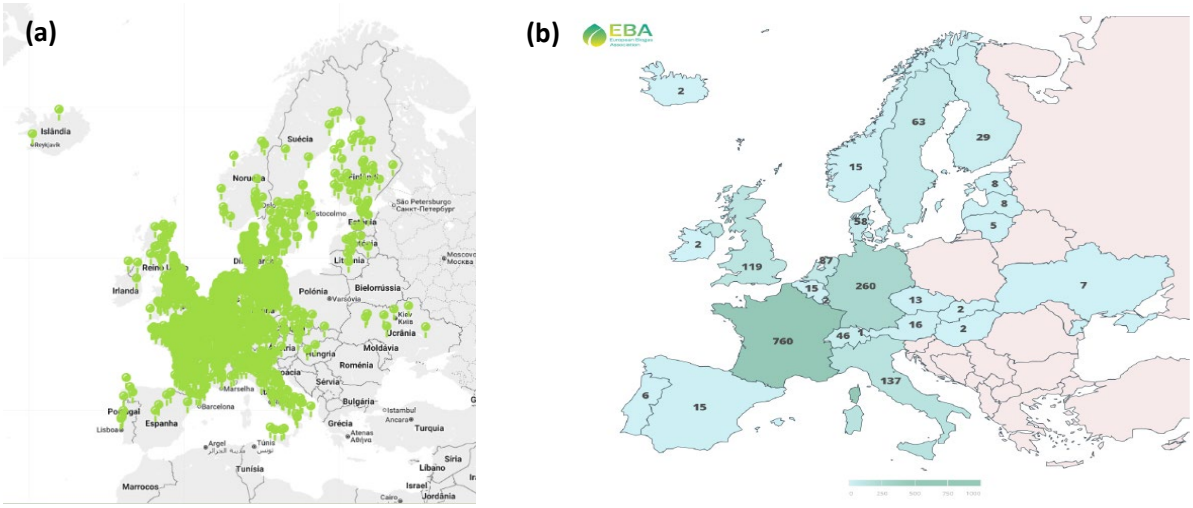



*Figura 3. Mapa da localização das instalações de biometano na Europa[8] (a) e número de instalações de biometano por país[9] (b).*

Estima-se um **potencial de 74 mil milhões de metros cúbicos (bcm) de biometano para a digestão anaeróbia em 2040**, dos quais 68 bcm se referem à UE-27 (Figura 4). **Os 5 principais países** incluem **Alemanha, França, Espanha, Itália e Polónia** (Figura 4). **As principais matérias-primas** em 2040 **serão culturas (43 %), resíduos agrícolas (20 %) e chorume animal (19 %). Em conjunto, estas matérias-primas representam 82 % do total**. As águas residuais industriais contribuem também com 11 % do potencial em 2040 (Alberici et al. 2023).

*Tabela 3. Países com as maiores capacidades instaladas de biometano (em $Nm^3$/hora)*

| 2022 | | 2024 | | 2025 | |
|---|---|---|---|---|---|
| Alemanha | 147 711 | Alemanha | 147 749 | França | 190 711 |
| Reino Unido | 107 029 | França | 132 818 | Alemanha | 157 258 |
| França | 87 691 | Reino Unido | 114 358 | Itália | 99 658 |
| Dinamarca | 70 105 | Itália | 97 757 | Reino Unido | 93 151 |
| Suécia | 45 421 | Dinamarca | 85 117 | Dinamarca | 85 142 |

Embora a produção de biogás continue a ser importante, o biometano é o segmento de crescimento mais rápido. A Europa produziu 5,2 bcm ou 54 TWh de biometano em 2024. A

[8] https://www.europeanbiogas.eu/european-biomethane-map-2025
[9] Momentum matters mapping biomethane rollout and investment trends across Europe, EBA, June 26th, 2025.

capacidade de produção de biometano na Europa tem vindo a crescer de forma constante, passando de 5,5 bcm/ano em 2022 para 7 bcm/ano no primeiro trimestre de 2025 (EBA 2025). **A capacidade das instalações de produção de biometano (35 GWh/ano) é cerca de 4 vezes superior em relação às unidades de cogeração (9 GWh/ano)**, não só pela sua maior eficiência energética, mas também porque permite a descarbonização de uma ampla gama de aplicações, incluindo setores difíceis de descarbonizar.

**A taxa de crescimento do biometano na Europa atingiu os 9 % em 2024**. Os maiores produtores de biometano em 2024 foram a França (11 590 GWh), a Alemanha (10 941 GWh), a Dinamarca (7 531 GWh), o Reino Unido (7 500 GWh) e a Itália (6 515 GWh). Cada vez mais países, como Portugal, Lituânia e Ucrânia, têm vindo a adotar a produção de biometano nos últimos anos, existindo atualmente instalações de biometano em 25 países europeus. Embora a Alemanha seja o líder histórico na produção de biogás e biometano, a Itália, a França, o Reino Unido e a Dinamarca têm vindo a destacar-se, e novos países, como a Chéquia e a Bélgica, estão a entrar no mercado (EBA 2025).

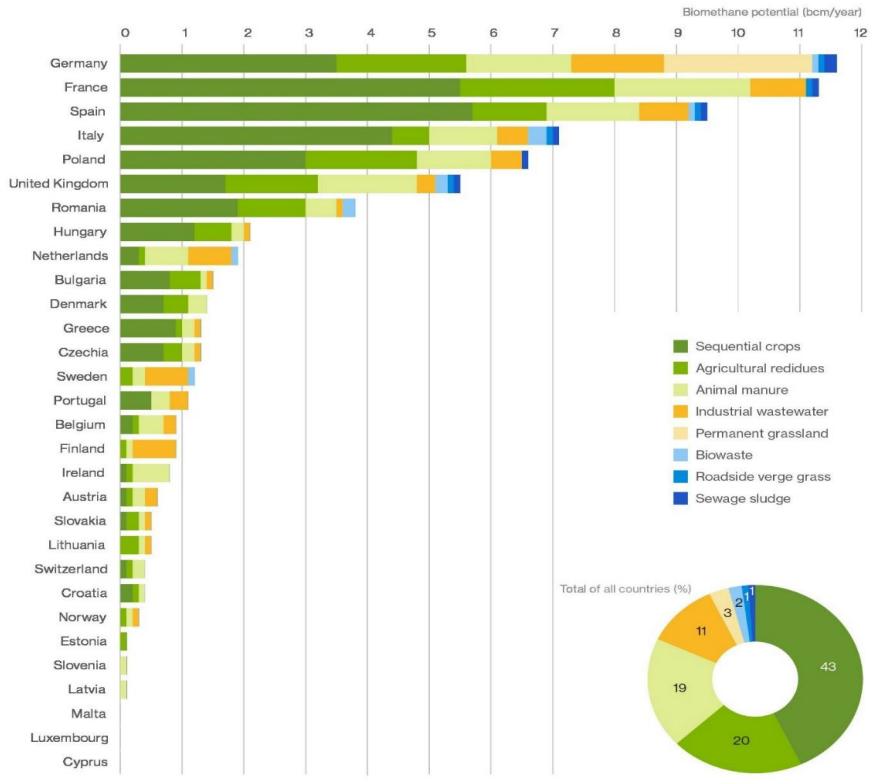



*Figura 4. Potencial de biometano a partir de digestão anaeróbia (bcm/ano) por país em 2040 (Alberici et al. 2023).*

### 1.3. Da produção de eletricidade à produção de biometano: eficiência energética e evolução dos incentivos

O regime de tarifas de alimentação (FiT) em Portugal, implementado para incentivar a produção de eletricidade a partir de fontes renováveis, incluindo o biogás, oferecia contratos de longo prazo com preços acima do mercado. No entanto, apesar de reconhecer a importância da digestão anaeróbia em 2007, o regime não conseguiu impulsionar significativamente o setor, concentrando os investimentos sobretudo no gás de aterro e resultando num mercado pouco diversificado. A falta de incentivos adequados e a crescente competitividade de outras fontes renováveis, como a solar e a eólica, tornaram a produção de eletricidade a partir de biogás economicamente desafiadora.

**Atualmente, a reconversão de centrais de biogás que operam sob contratos FiT para a produção de biometano é uma prioridade estratégica do PAB**, bem como a aceleração da implementação de projetos agropecuários e agroindustriais já aprovados ou em desenvolvimento. Esta transição visa aproveitar infraestruturas existentes, como centros de valorização orgânica e ETAR, para fomentar o mercado de biometano, incentivando o investimento no *upgrading* em alternativa à geração elétrica via biogás. A Tabela A9 do PAB apresenta os resultados de uma simulação económica simplificada para a reconversão de centrais de biogás já existentes em unidades de produção de biometano, procurando avaliar a viabilidade económica desta transição (Tabela 4).

*Tabela 4. Resultados da simulação económica simplificada realizada para a reconversão da produção de biogás já existente para biometano (PAB 2024)*

| Cenário de referência | Componente | Apoio CAPEX 0% |
|---|---|---|
| Ação 1 (Reconversão da produção de biogás já existente para biometano) | Custo biogás[1] | 35 €/MWh |
| | CAPEX *upgrading* | + 10 €/MWh |
| | OPEX *upgrading* | + 8 €/MWh |
| | CAPEX injeção | + 7 €/MWh |
| | LCOE biometano | 60 €/MWh |
| | Impostos | + 2 €/MWh |
| | Preço final (TIR de 9%) | 62 €/MWh[2] |

[1] Custo de oportunidade da não utilização do biogás para produção de energia elétrica, considerando uma amortização quase total dos custos de investimento (principalmente o motogerador).

[2] Assumindo que um MWh de biometano gera 0,433 MWh de eletricidade, o preço da eletricidade que cobriria estes custos corresponderia a 143 €/MWh. Por comparação, o preço médio anual no mercado grossista em 2025 foi 66,21€/MWh. Cf. https://datahub.ren.pt/pt/eletricidade/mercado/?date=2025-12-31.

Outros países, têm implementado medidas de apoio à reconversão de centrais de biogás, incluindo subvenções de capital até 40 % dos custos de investimento e incentivos operacionais (*feed-in*) aplicados à produção líquida de biometano injetado na rede. Este modelo pode servir de exemplo para Portugal, contribuindo para viabilizar economicamente a reconversão de centrais de biogás, neste momento dependentes de FiT para produção elétrica, e enfrentando o desafio da sua competitividade face ao mercado de eletricidade.

Em Portugal, as tarifas de referência para instalações de cogeração renovável, incluindo as que utilizam biogás, são atualizadas trimestralmente. Para o terceiro trimestre de 2026, as tarifas foram fixadas em 104,867 € por MWh para instalações com potência até 2 MW e 85,12 € por MWh para instalações entre 2 MW e 100 MW. Estas tarifas aplicam-se a instalações que produzem simultaneamente eletricidade e calor a partir de fontes renováveis, como o biogás. A implementação de políticas de incentivo mais estruturadas, como as adotadas noutros países, pode ser essencial para viabilizar a reconversão e o desenvolvimento do mercado de biometano em Portugal.

Neste contexto, o progressivo termo dos regimes históricos de remuneração garantida da eletricidade produzida a partir de biogás constitui uma oportunidade para reorientar os mecanismos de incentivo para a produção de biometano, cuja valorização energética através de processos de *upgrading* permite preservar uma maior proporção da energia contida no biogás, comparativamente à sua conversão em energia elétrica.

O **potencial de produção** de 2,7 TWh em 2030 e 5,6 TWh em 2040 (identificado no PAB) **demonstra que Portugal dispõe** dos recursos necessários para desenvolver uma fileira nacional de **biometano com relevância energética, económica e territorial.**

A existência de **múltiplos projetos em desenvolvimento** sugere que o **principal constrangimento** ao crescimento do setor já não reside na disponibilidade de matéria-prima nem na maturidade tecnológica, mas sim na **criação de condições económicas, regulatórias e administrativas** que permitam transformar produção potencial em produção efetiva e investimento concretizado.

# 2. O potencial em matérias-primas nas suas diferentes origens

As matérias-primas para a produção de biometano por digestão anaeróbia em Portugal são diversificadas, sendo identificados como especialmente promissores os seguintes fluxos de resíduos: (i) a fração orgânica dos resíduos sólidos urbanos (RSU); (ii) as lamas de estação de tratamento de águas residuais (ETAR); (iii) efluentes pecuários (estrumes e chorumes); (iv) os resíduos da produção agrícola primária, (v) os resíduos do setor da distribuição alimentar (grossista e retalho) e (vi) os resíduos do setor agroalimentar industrial. Os dados apresentados neste documento referem-se aos últimos disponíveis/publicados pelas entidades responsáveis.

**Fração orgânica dos resíduos sólidos urbanos**

Nos últimos anos, a gestão de resíduos sólidos urbanos (RSU) em Portugal tem-se baseado na recolha indiferenciada e no tratamento mecânico e biológico (TMB) para recuperação de materiais recicláveis e valorização da matéria orgânica. Contudo, a partir de 2027, a União Europeia exigirá que apenas os biorresíduos recolhidos seletivamente ou separados na origem possam ser contabilizados como reciclados. Em resposta, o Plano Estratégico para os Resíduos Urbanos 2030 (PERSU 2030) prevê a transição para um modelo que privilegie a recolha seletiva e a adaptação das instalações de TMB para tratar resíduos recolhidos seletivamente. Em **2023**, foram produzidas **5,34 milhões de toneladas de RSU** (APA 2024), com 59 % depositadas em aterro, 12 % destinados à valorização energética e 8 % à compostagem ou digestão anaeróbia. Os **biorresíduos** representaram **38 % do total de RSU em Portugal Continental.** Foram geradas **1,94 milhões de toneladas de biorresíduos**, dos quais **91,6 % eram biodegradáveis**, sendo **55,2 % resíduos verdes**, **32,8 % resíduos alimentares** e **3,6 % resíduos de jardim**. A recolha seletiva de biorresíduos está em expansão, mas ainda enfrenta desafios, como a separação eficaz dos diferentes fluxos.

**Lamas de ETAR**

As lamas de ETAR são resíduos predominantemente orgânicos, com elevado teor de água e baixo teor de sólidos, contendo matéria orgânica, azoto, fósforo e atividade microbiológica significativa. De acordo com a Estratégia Nacional para a Gestão de Lamas de ETAR Urbanas 2030 (APA 2021), estima-se que os **27 países da União Europeia** produzam anualmente cerca

de **10,14 milhões de toneladas** de matéria seca de lamas de ETAR, das quais entre 30 e 50 % sejam espalhadas em solos agrícolas. Portugal produz cerca de **580 mil toneladas de lamas de ETAR por ano**[10], com uma tendência de aumento. A maior parte (**90 %**) é destinada à **compostagem**, enquanto apenas **6 %** é utilizada diretamente na **valorização agrícola**, uma prática em declínio. A capacidade licenciada para valorização orgânica é de 850 mil toneladas/ano, e a de valorização agrícola é variável, conforme definido nos Programas de Gestão de Lamas. Cerca de **67 % das lamas produzidas em Portugal provêm de ETAR urbanas**, com a maior parte da produção concentrada nos distritos mais populosos, como Lisboa, Porto e Braga.

**Efluentes Pecuários**

Em **2019**, a produção de **efluentes pecuários (EP)** (estrume e chorume) em Portugal ultrapassou os **23 milhões de m³**, sendo **70 %** provenientes de **bovinos**, **17 %** de **suínos** e **13 %** de **ovinos e caprinos** (GPP/INIAV 2021). No que se refere aos efluentes de explorações **avícolas**, estima-se que, em 2021, tenham sido produzidas cerca de **1,34 milhões de toneladas** de efluentes avícolas (PAB 2024). A maior parte da produção de EP concentra-se no Alentejo, que lidera na criação de bovinos, suínos e ovinos, enquanto o Centro destaca-se na criação de caprinos e suínos.

A Estratégia Nacional para os Efluentes Agropecuários e Agroindustriais (ENEAPAI 2030) **prioriza a valorização agrícola dos EP** como destino preferencial, alinhando-se com os princípios da economia circular. Esta prática permite a reciclagem de matéria orgânica, a recuperação de nutrientes como azoto e fósforo e a reutilização de água. Outras opções incluem **valorização orgânica (compostagem e digestão anaeróbia)**, **valorização energética (incineração e combustão)**, **tratamento em ETAR** e, como último recurso, **deposição em aterro**.

**Os resíduos da produção agrícola primária**

O setor agrícola em Portugal possui um elevado potencial de produção de biomassa, com cerca de 39 % do território nacional destinado à agricultura. A biomassa gerada divide-se entre produções principais, como cereais, frutos e hortícolas, e **biomassa residual, composta por**

[10] ERSAR - Dados e indicadores do ciclo de avaliação da qualidade do serviço prestado aos utilizadores relativos a 2023, https://www.ersar.pt/pt/setor/grandes-numeros/dados-de-base

**subprodutos e resíduos agrícolas**, que podem ser aproveitados para gerar rendimento adicional. A **biomassa residual agrícola** é estimada em cerca de **3 milhões de toneladas por ano**, sendo 59 % provenientes de podas de culturas permanentes (vinha, olival e pomares) e 41 % de resíduos de culturas temporárias (milho, girassol e palha de arroz) (GPP/INIAV 2021). O Decreto-Lei n.º 178/2006, atualizado pelo Decreto-Lei n.º 102-D/2020, exclui do Regime Geral de Gestão de Resíduos (RGGR) os resíduos agrícolas e silvícolas não perigosos, como palhas, podas e outros materiais naturais, desde que sejam utilizados na agricultura, silvicultura ou para produção de energia a partir de biomassa, sem prejudicar o ambiente ou a saúde humana. Estes materiais podem ser valorizados organicamente (compostagem) ou energeticamente, desde que não sejam misturados com outros resíduos, caso contrário, passam a ser abrangidos pelo RGGR.

**Os resíduos do setor da distribuição alimentar (grossista e retalho)**

Na Europa, o comércio a retalho e grossista é responsável por cerca de um terço da pegada de carbono do continente. Para atingir as metas de neutralidade climática, este setor deve acelerar os seus planos de descarbonização. Paralelamente, o aproveitamento de resíduos alimentares e de resíduos sólidos urbanos e industriais do sector agroalimentar revela-se uma oportunidade para a produção de vetores energéticos, nomeadamente biometano. Segundo dados do EUROSTAT[11] para **2020**, a **União Europeia** gerou **57,1 milhões de toneladas** de desperdício alimentar distribuídas pelos diferentes elos da cadeia (produção primária, fabrico, retalho, restauração e famílias). **Portugal** contribuiu com **1,8 milhões de toneladas**, sendo que cerca de **214 233 toneladas (**aproximadamente **12 %)** são originárias do setor de **retalho e outra distribuição de produtos alimentares**. Diversos países, como Irlanda e França, têm vindo a aplicar hierarquias de gestão de desperdício que privilegiam a prevenção, a redistribuição para consumo humano, a alimentação animal, a digestão anaeróbia e a compostagem, reservando a incineração ou o aterro apenas quando todas as outras alternativas se tornem inviáveis. Em Portugal, grandes operadores como a Jerónimo Martins e o Lidl têm implementado múltiplas iniciativas para reduzir o desperdício alimentar. Em **2025**, a Jerónimo Martins **reciclou e**

[11] https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/env_wasfw/default/table?lang=en

**valorizou 86,5 % dos seus resíduos**[12], recuperando mais de 97 mil toneladas de alimentos – o que evitou cerca de 64 mil toneladas de $CO_2$.

**Os resíduos do setor agroalimentar industrial**

O Ecossistema Industrial Agroalimentar abrange atividades diversas, tendo representado, em 2022, 3,3 % do Valor Acrescentado Bruto nacional e 12,9 % das exportações. Os principais segmentos com cobertura geográfica alargada são os da carne, frutos e hortícolas, madeira, alimentação, azeite, vinho e laticínios, seguidos pelos setores de rações, perfumaria, pasta e papel, outras bebidas alcoólicas e cerveja. Apesar do seu peso económico, a geração de resíduos não se correlaciona diretamente com a dimensão territorial de cada setor, uma vez que muitas empresas valorizam energeticamente os seus subprodutos *in situ*, e outros destinos legais, como as farinhas de carne e ossos dos matadouros, não são contabilizadas nos inventários de resíduos. Em Portugal, os resíduos agroindustriais mais relevantes incluem **bagaço e águas residuais da indústria do azeite**, **bagaço de uva** e **borras de vinho**, **soro de leite**, **resíduos de abate animal** e **cascas, palhas, caroços** e demais restos vegetais do processamento agrícola. Estimativas recentes apontam para quantidades **anuais** na ordem das **dezenas de milhares de toneladas** (PAB 2024). Estas correntes residuais oferecem um elevado potencial para a produção de biocombustíveis, nomeadamente biometano, e merecem estudos aprofundados para otimizar a sua conversão energética.

### 2.1. Potencial em biometano

O potencial em biometano para as diferentes matérias-primas foi calculado e encontra-se compilado na Tabela 5. A disponibilidade das matérias-primas em 2023 (expressa em percentagem do total) e o seu potencial em biometano encontram-se também representados na Figura 5. Tendo em conta a totalidade das matérias-primas disponíveis em 2023, Portugal apresenta um **potencial teórico total de biometano de 0,8 bcm**, correspondente a **7,95 TWh/ano** (Tabela 5). Considerando os pressupostos definidos no PAB, estima-se um potencial técnico de biometano de **2,74 TWh/ano** (Tabela 5).

[12] https://reports.jeronimomartins.com/relatorio-contas/2025/

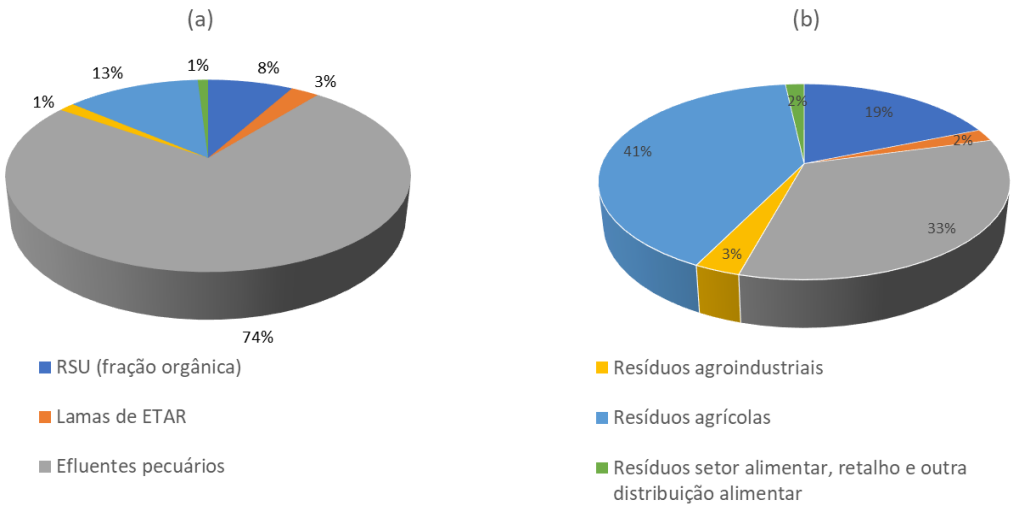



*Figura 5. Disponibilidade (% em relação ao total) das matérias-primas em 2023 (a) e respetivo potencial técnico em biometano (% em relação ao total) (b).*

*Tabela 5. Potencial em biometano das diferentes matérias-primas*

| Resíduo/ matéria-prima | Disponibilidade em 2023 (ton) | Biometano ($m^3$/ano) | Potencial teórico em biometano (total disponível)* (TWh) | Potencial técnico em biometano (calculado)# (TWh) |
|---|---|---|---|---|
| RSU (fração orgânica) | 1 777 111 | 127 063 437 | 1,27 | 0,51 |
| Lamas de ETAR | 586 769 | 14 786 579 | 0,15 | 0,06 |
| Efluentes pecuários | 16 120 133 | 130 757 516 | 1,31 | 0,92 |
| Resíduos agroindustriais | 330 000 | 12 357 530 | 0,12 | 0,08 |
| Resíduos agrícolas | 2 788 491 | 498 024 493 | 4,98 | 1,12 |
| Resíduos setor alimentar, retalho e outra distribuição alimentar | 214 233 | 11 905 999 | 0,12 | 0,05 |
| **Total** | - | **$8x10^8$** | **7,95** | **2,74** |

* estimado com base na totalidade de resíduos/matérias-primas disponíveis em 2023. Poder calorífico inferior para o biometano = 36 MJ/$m^3$; 1 MJ = $2.78x10^{-10}$ TWh.
# calculado de acordo com os pressupostos definidos no PAB (2024), considerando que apenas uma parte da matéria-prima é utilizável para a produção de biometano, devido a restrições de recolha ou utilização para outros fins.

### 2.2. Exploração do processo de codigestão de resíduos

De forma a maximizar a produção de biometano, é ainda prática comum realizar a digestão anaeróbia de resíduos ou efluentes em conjunto com outro tipo de matérias-primas, num processo denominado codigestão. A codigestão anaeróbia consiste, então, em tratar simultaneamente dois ou mais resíduos orgânicos num único digestor, superando assim as limitações da monodigestão. Entre as suas principais vantagens contam-se a **estabilidade do processo** e o **aumento do rendimento metanogénico**. Para garantir um desempenho estável, é essencial selecionar matérias-primas compatíveis, tendo em conta a disponibilidade, humidade, granulometria, pH, biodegradabilidade e possíveis inibidores como o azoto amoniacal livre, e respeitar as capacidades e normas de licenciamento dos digestores.

Os **resíduos alimentares**, apesar da elevada biodegradabilidade, carecem de oligoelementos e tendem a acidificar o meio, pelo que são frequentemente codigeridos com lamas de ETAR ou estrume animal em proporções que rondam 70 % de alimento, para diluir o azoto livre e incrementar a alcalinidade. A **biomassa lignocelulósica** (resíduos agrícolas ou florestais) beneficia igualmente da codigestão, uma vez que evita pré-tratamentos dispendiosos e melhora a hidrólise desde que se mantenha uma relação C/N (carbono/azoto) adequada. As **lamas de ETAR** combinadas com a fração orgânica de RSU (FORSU) aumentam o metano produzido, fornecem oligoelementos e reduzem metais pesados, embora exijam cuidados no manuseamento e no controlo de qualidade do digerido. **Outros cosubstratos**, como óleos e gorduras ou microalgas, revelam alto potencial biometanogénico, mas implicam desafios específicos, como por exemplo, acumulação de ácidos gordos de cadeia longa ou pH elevado, que devem ser rigorosamente monitorizados. Finalmente, a codigestão de efluentes pecuários com outros resíduos ricos em carbono promove a estabilidade do processo e a otimização de rendimentos.

### 2.3. Estruturas Tarifárias e Custos de Deposição em Aterro

O Regime Geral de Gestão de Resíduos (RGGR) define a gestão de resíduos como o conjunto de operações de recolha, transporte, triagem, valorização e eliminação, incluindo a supervisão e manutenção após encerramento das instalações. Em Portugal, os resíduos não urbanos são da responsabilidade financeira e operacional do seu produtor inicial ou do distribuidor, enquanto os resíduos urbanos ficam a cargo de sistemas municipais ou multimunicipais. A Agência Portuguesa do Ambiente (APA) funciona como Autoridade Nacional, as Comissões de Coordenação e Desenvolvimento Regional (CCDR) como Autoridades Regionais e a Comissão de Acompanhamento da Gestão de Resíduos (CAGER) presta aconselhamento técnico, económico e social. A política de resíduos assenta no Plano Estratégico para os Resíduos Urbanos (PERSU 2030) e nas metas da União Europeia para a economia circular, seguindo a hierarquia dos resíduos – prevenção, reutilização, reciclagem, valorização energética e, só no fim, deposição em aterro.

Os resíduos urbanos abrangem todos os materiais domésticos e análogos provenientes de comércio, serviços e indústrias leves, cuja recolha seletiva é financiada pela **Taxa de Gestão de Resíduos (TGR)**, atualmente associada à fatura da água. A TGR é revista periodicamente,

incide sobre a deposição em aterro e a incineração sem recuperação energética, e os seus fundos são distribuídos pela APA, IGAMAOT, CCDR e municípios cumpridores, destinando 35 % ao Fundo Ambiental. Para o ano de 2025, a TGR foi fixada em 35 €/ton resíduo[13]. De acordo com o disposto no Decreto-Lei n.º 24/2024, de 26 de março prevê-se que até 2030 os municípios passem da TGR ao regime PAYT (*pay as you throw*), ou seja, com a tarifa a ser calculada em função da quantidade de resíduos gerados e do custo médio de tratamento, em vez do consumo de água, sendo que em julho de 2026 alguns municípios (Guimarães, Maia, Moura, Serpa, Mértola e Ourique[14]) já tinham adotado o regime PAYT.

Aplicam-se deduções à TGR em casos de valorização material de escórias de incineração (D10 e R1) ou em fornos industriais (R1). Ademais, há desagravamentos para a fração de resíduos nacionais incorporados em operações de valorização energética (R1). Também se preveem reduções para lamas de osmose inversa de lixiviados, rejeitados, inqueimados, cinzas e escórias já sujeitos à TGR. Por último, não é repercutida a TGR sobre biorresíduos recolhidos seletivamente quando encaminhados para operações sujeitas à taxa pelos sistemas municipais ou multimunicipais.

Os resíduos não urbanos – agrícolas, de construção e demolição, industriais, hospitalares, lamas de ETAR, entre outros – devem ser encaminhados por entidades licenciadas, sendo o produtor responsável pelos custos de transporte e tratamento e também pelo pagamento da TGR. Exemplos de operadores, que fazem a gestão de produtos específicos no contexto da responsabilidade alargada do produtor, são a Sociedade Ponto Verde (embalagens) e a ERP Portugal (eletrodomésticos). A recolha e valorização dos resíduos urbanos são asseguradas por operadores como Valorsul (Lisboa e região), Amarsul (Península de Setúbal), LIPOR (Porto) e PreZero (instalações multimunicipais), enquanto a TRIAZA e a TERAMB tratam resíduos industriais e de regiões autónomas, respetivamente.

**As taxas de deposição em aterro** variam atualmente entre 90 € e 178 € por tonelada, consoante o operador e a densidade do resíduo, acrescendo a TGR. O facto de haver cada vez mais restrições à deposição de resíduos em aterro, leva a que seja uma opção com elevados custos associados e sem mais valias.

[13] https://apambiente.pt/residuos/valor-da-tgr
[14] https://www.deco.proteste.pt/sustentabilidade/biorresiduos-sistema-payt

As lamas de ETAR (código LER 19 08 05) estão sujeitas a tarifas de receção e tratamento, que variam consoante o destino (compostagem, aterro, valorização orgânica), e ainda à **Taxa CAGER** (até 1 % das receitas). O agravamento das restrições à deposição em aterro, sobretudo de lamas, tem levado à procura de alternativas mais sustentáveis, face aos elevados custos e à falta de valor acrescentado desta via.

*Tabela 6. Comparação de custos de tratamento de lamas de ETAR (Ødegaard et al. 2002)*

| Processos | Custo anual (€/ton m.s.)* |
|---|---|
| Compostagem | 281 |
| Digestão anaeróbia + secagem térmica | 253 |
| Calagem das lamas desidratadas | 243 |
| Pré-pasteurização + digestão anaeróbia | 216 |

* Soma do custo investimento (com uma taxa de 7% e depreciação média temporal de 20 anos) e o custo de operação e manutenção. m.s. – matéria seca.

**Verifica-se que Portugal dispõe de elevado potencial de biometano, baseado nas diferentes matérias-primas em apreço**, sendo que os **efluentes pecuários**, os **resíduos agrícolas** e a **fração orgânica dos resíduos sólidos urbanos** contabilizam no seu conjunto 95 % e 93 % do potencial teórico e técnico de biometano estimado, respetivamente. A **codigestão com resíduos alimentares, lamas de ETAR ou outros** resíduos orgânicos contribui para aumentar este potencial. De ressalvar, no entanto, que a codigestão de lamas de ETAR e de RSU tem de ser vista com cautela, uma vez que poderá impactar as características do digerido e consequentemente do seu destino ou uso final. Os projetos de biometano **diminuem os custos associados à deposição de resíduos em aterro**, transformando passivos em recursos valiosos.

## 3. O papel dos operadores de gestão de resíduos

Os operadores de gestão de resíduos desempenham um papel crucial no desenvolvimento do setor do biometano em Portugal, uma vez que tratam e valorizam resíduos urbanos, industriais e agroalimentares, que são matérias-primas essenciais para a produção de

biometano. No entanto, a sua posição em relação ao biometano varia consoante o tipo de atividade que desenvolvem e o seu envolvimento na valorização energética de resíduos.

Operadores que já possuem projetos de valorização energética, como a produção de biogás, podem tender a ver o biometano como uma oportunidade para aumentar o valor económico do biogás que produzem, especialmente com o fim iminente dos contratos de tarifa FiT para eletricidade a partir de biogás, previstos para terminar entre 2026 e 2027. A reconversão para biometano, com injeção na rede de gás natural, é vista como uma evolução natural e uma forma de garantir a viabilidade económica das suas operações. **Em Portugal, cerca de 70 unidades que atualmente produzem biogás, como aterros sanitários e ETAR, têm potencial para se tornarem produtores de biometano**. Várias entidades municipais já possuem experiência e infraestruturas que podem ser adaptadas para a produção de biometano, mediante a instalação de unidades de *upgrading*.

O PAB destaca a importância de fomentar a reconversão de unidades de biogás existentes para biometano. Exemplos internacionais mostram que incentivos governamentais, como apoios ao investimento, têm sido fundamentais para a reconversão de unidades de biogás e para o desenvolvimento do setor do biometano.

Por outro lado, operadores de gestão de resíduos que não possuem projetos de valorização energética podem adotar uma postura mais cautelosa em relação ao biometano, considerando-o uma possível concorrência pelo acesso à fração orgânica dos resíduos. Para estas entidades, o crescimento do setor do biometano pode exigir uma reorganização das cadeias de recolha, contratos de fornecimento e estratégias de valorização. Um objetivo das políticas públicas para o biometano deveria ser facilitar e promover as mudanças necessárias, incentivando a conversão para a valorização energética.

Em suma, os **operadores de gestão de resíduos estão numa posição estratégica para impulsionar a transição energética em Portugal**, contribuindo para a descarbonização do sistema energético através da valorização de resíduos orgânicos. No entanto, o sucesso do setor do biometano dependerá de incentivos adequados, como **novas tarifas de injeção** e

**apoios ao investimento**, bem como de uma **reorganização das cadeias de gestão de resíduos** para acomodar as necessidades de todos os operadores[15].

# Secção II: De Resíduos a Recursos: Emissões Evitadas e Outras Mais-Valias do Biometano

## 4. Economia Circular

A valorização de resíduos orgânicos para a produção de biometano pode contribuir significativamente para a economia circular e para os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), como os **ODS 7 (energia limpa e acessível)** e **12 (consumo e produção responsáveis)**. Em particular, na União Europeia, a biomassa agrícola apresenta elevado potencial (Avitabile V et al. 2023), uma vez que grande parte dos resíduos ainda não é aproveitada.

Apesar do potencial, a expansão do mercado de biogás e biometano na Europa ainda enfrenta desafios, com grandes disparidades entre países em termos de maturidade do setor e dependência de políticas de incentivo (Ellacuriaga et al. 2021). Revisões recentes da literatura reforçam a **importância da digestão anaeróbia e do *upgrading* do biogás para biometano como elementos-chave da economia circular**, destacando a necessidade de políticas e investimentos que promovam a sua adoção e desenvolvimento sustentável (Devi et al. 2023).

A produção de biogás e biometano desempenha um papel central na economia circular (Ammenberg et al. 2021), ao **transformar resíduos orgânicos em energia renovável e subprodutos úteis**. Este processo contribui para uma **gestão mais eficiente de resíduos**, permitindo a separação de frações valorizáveis, a higienização e a redução de volumes, diminuindo custos e a necessidade de outras tecnologias de tratamento de resíduos. Além

[15] O Relatório Anual dos Serviços de Águas e Resíduos em Portugal de 2025 menciona o Plano de Ação para o Biometano como um desenvolvimento relevante nas estratégias para os resíduos urbanos (p. 243) mas não aborda as consequências ou implicações do PAB para o setor.

disso, pode integrar-se nos sistemas avançados de tratamento de águas residuais, **melhorando a qualidade da água** e **reduzindo a eutrofização** através da remoção de nutrientes. Na agricultura, o uso do digerido permite fechar ciclos de nutrientes, **reduzindo a dependência de fertilizantes químicos** e promovendo **práticas agrícolas sustentáveis**. Adicionalmente, a produção de biogás e biometano **reduz emissões de gases com efeito de estufa**, melhora a **qualidade do ar** e pode beneficiar a **biodiversidade**.

## 5. Avaliação das emissões evitadas

As emissões de gases com efeito de estufa (GEE) resultantes da produção de biometano a partir das diferentes matérias-primas (RSU - fração orgânica, lamas de ETAR, efluentes pecuários, resíduos agroindustriais, resíduos agrícolas e resíduos do sector alimentar, retalho e outra distribuição alimentar), foram estimadas assumindo o potencial de biometano apresentado na Tabela 5, e assumindo a injeção do biometano produzido na rede de gás. Na Tabela 7 estão representados os valores sumarizados para cada matéria-prima, considerando um cenário conservador de distância (D50 km) entre a origem da matéria-prima e a unidade de valorização/injeção.

Em todos os casos de análise, a comparação foi realizada entre dois cenários principais:

- Cenário sem projeto (referência): a matéria-prima segue o seu destino convencional ou mais plausível (por exemplo, aterro sem captura de biogás, incineração, lagoa de estrume, tratamento em ETAR), e a energia proveniente do biometano é fornecida por gás natural fóssil.
- Cenário com projeto (biometano): a matéria-prima é valorizada para digestão anaeróbia, com produção de biogás, *upgrading* a biometano e injeção na rede, substituindo o gás natural.

Deste modo, e em termos gerais, **as emissões evitadas anuais são calculadas como a diferença entre as emissões do cenário de referência e as emissões do cenário com projeto**.

O total das emissões evitadas é estimado em cerca de 7 $MtCO_2eq$/ano. Para mais detalhe sobre a metodologia de cálculo poderá ser consultado o anexo técnico[16].

*Tabela 7. Valores das emissões evitadas por matéria-prima para o cenário D50 km*

| Matéria-prima | Massa (t/ano) | Potencial biometano (TWh/ano) | Emissões[17] com Projeto de biometano ($tCO_2e$) | Emissões evitadas ($tCO_2e$) - Cenário D50 |
|---|---|---|---|---|
| RSU - Fração orgânica | 1 777 111 | 0,51 | 29 140 | 2 562 855 |
| Efluentes Pecuários | 16 120 133 | 0,92 | 104 225 | 3 217 683 |
| Resíduos Agrícolas | 2 788 491 | 1,12 | 59 538 | 238 844 |
| Resíduos Agroindustriais | 330 000 | 0,08 | 4 776 | 473 544 |
| Resíduos do Setor Alimentar e Retalho | 214 233 | 0,05 | 3 449 | 308 717 |
| Lamas de ETAR | 586 769 | 0,06 | 4 939 | 281 126 |
| Soma | 21 816 737 | 2,74 | 206 067 | 7 082 769 |

A **análise comparativa** das diferentes matérias-primas para produção de biometano em Portugal, demonstra que **estes fluxos apresentam contributos muito distintos** tanto do ponto de vista de emissões de GEE, como do ponto de vista energético. O desempenho de cada matéria-prima analisada depende essencialmente de três fatores: **(i) intensidade de emissões no cenário de referência; (ii) rendimento energético da biomassa disponível; e (iii) emissões associadas à cadeia de produção do biometano**.

**O cenário de referência é decisivo na classificação das matérias-primas** que, na ausência do projeto, são encaminhadas para deposição em aterro ou para condições fortemente anaeróbias (nomeadamente a fração orgânica dos RSU, os resíduos agroindustriais, os resíduos do setor alimentar/retalho, assim como os efluentes pecuários), apresentando emissões extremamente elevadas de metano, o que amplifica o benefício ambiental do processo de digestão anaeróbia e posterior produção de biometano. Em contraste, os resíduos agrícolas, cuja biodegradação ocorre predominantemente em condições aeróbias

[16] https://www.dropbox.com/scl/fi/hj7uclkgyeqnnfx2bjr1t/Anexo_C-Iculo-das-emiss-es-evitadas.pdf?rlkey=jlz9s3e2d8qb426aizsux4bo3&dl=0

[17] Inclui emissões de CO2 resultantes do transporte de resíduos.

quando incorporados no solo, têm emissões muito inferiores, sendo sobretudo associadas ao óxido nitroso ($N_2O$). As lamas de ETAR situam-se num ponto intermédio, dado que são menos ricas em carbono biodegradável do que os resíduos alimentares, mas ainda assim com uma fração suficientemente biodegradável para gerar emissões relevantes de metano em caso de deposição anaeróbia.

Do ponto de vista do **impacto das emissões**, **os efluentes pecuários constituem a matéria-prima mais relevante, com emissões evitadas superiores a 3 milhões de toneladas de $CO_2$eq/ano**, devido ao enorme potencial de emissão de $CH_4$ no cenário base. De seguida, surgem os **RSU orgânicos (2,56 Mt$CO_2$eq/ano)**, que apresentam igualmente teores elevados de carbono biodegradável. Os resíduos agroindustriais (474 kt$CO_2$eq/ano), os resíduos do setor alimentar e retalho (309 kt$CO_2$eq/ano) e as lamas de ETAR (281 kt$CO_2$eq/ano) mostram desempenhos interessantes, embora inferiores aos dois grandes fluxos anteriormente referidos. Os resíduos agrícolas, apesar de terem um bom rendimento energético, registam emissões evitadas moderadas (239 kt$CO_2$eq/ano), uma vez que parte importante do seu benefício vem da substituição de gás natural, e não da redução de emissões de metano.

Quanto à **eficiência de mitigação por tonelada de resíduo**, os **resíduos do setor alimentar/retalho**, os **resíduos agroindustriais** e os **RSU** destacam-se como os **mais intensos (1,4 a 1,5 t$CO_2$eq evitadas por tonelada)** . As lamas de ETAR (0,48 t$CO_2$eq/t) e os efluentes pecuários (0,2 t$CO_2$eq/t) apresentam valores intermédios ou reduzidos, refletindo o seu menor teor de carbono biodegradável por tonelada de massa húmida. Os resíduos agrícolas (0,09 t$CO_2$eq/t) constituem o fluxo com menor intensidade por tonelada, mas ainda assim com benefício positivo.

A análise do **rácio entre emissões evitadas e emissões do projeto** confirma a hierarquia acima apresentada. **Os resíduos do setor alimentar/retalho, agroindustriais e RSU apresentam rácios extremamente elevados (>50:1), sinalizando cadeias de valor muito favoráveis.** As lamas de ETAR (57:1) e os efluentes pecuários (31:1) mostram performances robustas, embora menos intensas. Os resíduos agrícolas apresentam um rácio positivo, cerca de 4:1, mas substancialmente inferior às restantes matérias-primas.

**Do ponto de vista energético, os resíduos agrícolas são o fluxo mais interessante em rendimento (0,40 kWh/kg)**, seguidos dos FORSU (0,29 kWh/kg) e dos resíduos alimentares/agroindustriais (0,23 a 0,24 kWh/kg). As lamas de ETAR (0,10 kWh/kg) e efluentes

pecuários (0,06 kWh/kg) apresentam **valores mais modestos, mas compensam em escala, dada a elevada quantidade em massa disponível**.

Em termos económicos, as emissões evitadas podem ser estimadas considerando o preço de carbono no âmbito do Sistema Europeu de Comércio de Licenças de Emissão (CELE). Atualmente, o preço das licenças de emissão situa-se em torno de 85 €/ tCO2e. Como tal, o valor económico das emissões evitadas estimadas pode ser aproximado na Tabela 8 com base neste preço de referência. No entanto, este está sujeito a variações ao longo do tempo, o que introduz um grau de incerteza nas estimativas económicas associadas.

*Tabela 8. Valores económicos das emissões evitadas por matéria-prima para o cenário D50 km*

| Matéria-prima | Emissões evitadas ($tCO_2eq$) - Cenário D50 | Valor Económico das Emissões evitadas (M€) |
|---|---|---|
| RSU - Fração orgânica | 2 562 855 | 217,8 |
| Efluentes Pecuários | 3 217 683 | 273,5 |
| Resíduos Agrícolas | 238 844 | 20,3 |
| Resíduos Agroindustriais | 473 544 | 40,3 |
| Resíduos do Setor Alimentar e Retalho | 308 717 | 26,2 |
| Lamas de ETAR | 281 126 | 23,9 |
| Soma | 7 082 769 | 602,0 |

Do ponto de vista de políticas públicas e investimentos, a **criação de polos de valorização regionalizados que priorizem estes fluxos**, especialmente **efluentes pecuários**, **RSU orgânicos**, **resíduos alimentares** e **agroindustriais**, é a estratégia que maximiza o potencial de descarbonização através do biometano em Portugal.

## 6. O digerido

O digerido, subproduto da digestão anaeróbia, é composto por água, matéria orgânica parcialmente digerida, nutrientes como azoto, fósforo e potássio, e outros macro e micronutrientes (S, Mg, Ca, B, Cl, Cu, Fe, Mn, Mo, Ni e Zn). O digerido apresenta ainda uma elevada razão $N\text{-}NH_4^+$/TKN e baixa razão C/N, quando resulta de matérias-primas altamente

biodegradáveis, como o estrume de aves e de suínos, enquanto as matérias-primas lignocelulósicas com baixo teor de N, como a silagem de milho, resultam em baixas razões N-$NH_4^+$/TKN no digerido (Vaneeckhaute et al. 2017; Nayak and Ranade 2025). Na Tabela 9 são apresentados os valores médios da caracterização do digerido (azoto total, $NH_4$, fósforo total, potássio e % de matéria seca), segundo a origem da matéria-prima e o tipo de digestão.

*Tabela 9. Caracterização média do digerido (azoto total, NH4, fósforo total, potássio e % de matéria seca), segundo a origem da matéria-prima e o tipo de digestão (Fonte: Veolia)*

| Tipo de Digestão | Análises Digerido | Relação C / N | N (g/kg MS) | $NH_4$ / N total (%) | P (g/kg MS) | K (g/kg MS) | Matéria Seca (%) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Via húmida** | estrumes e silagens | 10-12 | 3-121 | 32-50 | 10-12 | 30-70 | 5-7 |
| | lamas, biorresíduos, agroalimentar | 8-10 | 27-63 | 38-60 | 15-25 | 10-25 | 3-6 |
| | resíduos alimentares, chorume de porco, RSU | 9-11 | 11-31 | 58-70 | 10-17 | 40-70 | 4-6 |
| **Via seca** | estrumes | 3-34 | 3-121 | 72-75 | 9-10 | 30-35 | 12-15 |
| | RSU, biorresíduos | 18-20 | 11-31 | 38-40 | 0-5 | 0-10 | 20-25 |

O digerido apresenta várias **vantagens agrícolas e ambientais**, como o **fornecimento de nutrientes essenciais** (com capacidade para reduzir em cerca de 16 %, 25 % e 10 % o uso de fertilizantes não renováveis de N, P e K), a **melhoria da estrutura e fertilidade do solo** (devido ao aumento da biomassa microbiana), e a **redução de emissões de gases com efeito de estufa** em comparação com o estrume bruto. No entanto, a adoção do digerido enfrenta **desafios**, como o **baixo custo dos fertilizantes sintéticos**, a **perceção** limitada dos agricultores sobre o seu valor, e a **necessidade** de um enquadramento regulamentar claro que assegure a sua qualidade e segurança e facilite a sua aplicação agrícola.

**A utilização agrícola do digerido em Portugal tem sido limitada por lacunas regulamentares e barreiras administrativas**, que dificultavam o seu enquadramento como fertilizante ou corretivo orgânico. Recentemente, o Despacho n.º 5993/2025 representou um avanço significativo ao estabelecer critérios para a atribuição do Fim do Estatuto de Resíduo (FER) ao digerido proveniente da valorização de efluentes pecuários e seus equiparados e/ou determinados subprodutos de origem animal, associados ou não a biomassa vegetal, desde que cumpridos os requisitos legais aplicáveis, permitindo a sua valorização agrícola como matéria fertilizante. Esta **clarificação normativa representou um avanço significativo, ao estabelecer critérios técnicos e administrativos para que o digerido deixe de ser classificado como resíduo, permitindo a sua valorização agrícola.** Este diploma define requisitos de qualidade, rastreabilidade, licenciamento e documentação, alinhando a legislação nacional com o quadro europeu. Entre as disposições, destacam-se o cumprimento de limites de metais pesados e contaminantes, a implementação de sistemas de autocontrolo nas unidades produtoras, a rastreabilidade através de documentação adequada e o registo anual no Mapa Integrado de Registo de Resíduos (MIRR). Apesar deste avanço, subsistem lacunas regulamentares quanto ao enquadramento do digerido produzido a partir de outras matérias-primas, particularmente em situações de codigestão de diferentes substratos, que importa clarificar para assegurar a sua valorização agrícola.

Subsistem também outros **desafios**, como os **custos de conformidade**, que podem ser onerosos para pequenas e médias unidades produtoras de biometano. Além disso, é necessária uma **maior articulação intersectorial** entre os regimes de resíduos, agricultura e proteção ambiental, bem como a **criação de incentivos económicos e fiscais para promover o uso do digerido como substituto de fertilizantes sintéticos**. A **fiscalização e acreditação** também dependem da capacidade das entidades competentes, como a APA, DGAV e DRAPs, para realizar auditorias e aprovar laboratórios. Por fim, a adoção do digerido pelos agricultores enfrenta ainda desafios associados ao conhecimento limitado sobre o seu valor agronómico e à perceção da sua eficácia enquanto fertilizante, sendo importante reforçar a divulgação dos seus benefícios e dos critérios de qualidade e segurança aplicáveis à sua valorização agrícola. Para além disso, os agricultores[18] reclamam dificuldades técnicas ao nível do espalhamento do digerido nos terrenos agrícolas e do armazenamento (especialmente no que diz respeito à

[18] Conversa com a CAP, fevereiro de 2026.

fração líquida do digerido). Assim, torna-se necessário oferecer garantias de qualidade, i.e., padronização e certificação do digerido (normas, rotulagem, etc.), o que irá implicar um controlo das matérias-primas utilizadas e ausência de contaminantes. Para a implementação em grande escala, tornar-se-á necessário o seu processamento, i.e., retirar água, concentrar nutrientes, etc., por forma a facilitar o armazenamento e transporte, e baixar os custos. Para além disso, será necessário estabelecer campanhas de sensibilização e demonstração de resultados (i.e.: demonstração da sua eficácia em ensaios de campo durante 3 anos) junto dos agricultores.

**Assim, a clarificação regulamentar introduzida pelo Despacho deve ser acompanhada por normas técnicas complementares, guias de boas práticas e instrumentos de certificação voluntária que assegurem confiança no produto e facilitem o seu uso.**

Internacionalmente, o digerido é amplamente utilizado como fertilizante, com 73 % da produção europeia aplicada diretamente na agricultura (EBA 2023). A produção anual estimada de digerido na União Europeia foi de **222 a 258 milhões de toneladas em 2022 (EBA 2023)**. Países como Alemanha, França, Suécia e Reino Unido implementaram sistemas de certificação e regulamentações específicas para garantir a qualidade e segurança do digerido, promovendo a sua aceitação no mercado. Além disso, o digerido tem potencial para aplicações alternativas, como a produção de biochar, biocombustíveis, bioestimulantes, materiais de carbono (Selvaraj et al. 2022; Wang et al. 2023) e até cultivo de microalgas, contribuindo para a economia circular e a sustentabilidade ambiental. Apesar das vantagens, a valorização agrícola do digerido exige uma gestão adequada, sobretudo em regiões com elevada concentração de produção, de modo a evitar impactos ambientais associados à sua aplicação excessiva, incluindo riscos de poluição (Barampouti et al., 2020) e emissões de gases com efeito de estufa (~139g $CO_2$e/kg de digerido) (GIZ 2018). Adicionalmente, dependendo das matérias-primas utilizadas e das condições de produção, poderão existir riscos associados à presença de contaminantes como vestígios de metais pesados, agentes patogénicos, antibióticos ou microplásticos, cuja prevenção e controlo devem ser assegurados através do cumprimento dos requisitos de qualidade e segurança aplicáveis.

Com base nos dados disponíveis, os custos de pós-tratamento podem alcançar valores na ordem dos 5–7 €/m³ para opções de processamento simples ou moderadamente complexas, enquanto tecnologias intensivas em energia e capital, como tratamentos térmicos avançados,

conduzem a custos de tratamento significativamente mais elevados. Outro fator importante é o transporte. Dados de EBA (2026) mostram que os custos de transporte podem variar entre 9,2 a 15 €/m³ para distâncias compreendidas entre 0–5 km e 10–15 km.

Por outro lado, **o valor económico do digerido é um fator crítico para a sustentabilidade e expansão da indústria de biometano na Europa**. No relatório EBA (2026) atribui-se um valor de € mil milhões ao digerido produzido na Europa. Dividindo por 234 TWh (22 bcm), a produção total estimada de biometano e biogás na Europa, obtém-se um valor unitário de € 4,27 de digerido por cada MWh de biogás e de biometano produzidos. Este valor económico deriva do seu teor de nutrientes, como azoto (N), fósforo (P) e potássio (K), podendo substituir fertilizantes minerais e reduzir custos na agricultura. Dependendo da composição e do preço do fertilizante, cada tonelada de digerido pode substituir até 5 € de fertilizante mineral, o que se traduz em compras evitadas de fertilizantes minerais no valor de até 250 €/ha por ano (EBA 2026). Em suma, o valor de mercado do digerido é determinado pela composição das matérias-primas, separação em frações líquida e sólida, qualidade nutricional, certificação/classe e distância de transporte. Os valores podem variar entre 5 a 15 €/m³ para o digerido líquido, 15 a 40 €/ton para o digerido sólido (desidratado), e 30 a 60 €/ton para o digerido tratado/concentrado. Por outro lado, Jurgutis et al. (2021)[19] avaliaram o potencial fertilizante e a composição química de diferentes tipos de digerido provenientes de oito unidades agrícolas de biogás. Os resultados mostraram que a aplicação de digerido sólido e líquido em solos de baixa fertilidade próximos das unidades pode triplicar a biomassa disponível para biogás.

Para superar as barreiras associadas à utilização e valorização do digerido, é essencial implementar **regulamentação em relação a garantias de qualidade, i.e., padronização e certificação do digerido (normas e rotulagem)**, criar **incentivos económicos e fiscais**, e promover **campanhas de sensibilização** junto dos agricultores por forma a demonstrar as claras vantagens do uso do digerido *vs.* fertilizantes sintéticos. Além disso, o **desenvolvimento de tecnologias avançadas para o processamento do digerido pode aumentar o seu valor**

[19] Jurgutis, L.; Slepetiene, A.; Slepetys, J.; Ceseviciene, J. Towards a Full Circular Economy in Biogas Plants: Sustainable Management of Digestate for Growing Biomass Feedstocks and Use as Biofertilizer. Energies 2021, 14, 4272.

**acrescentado**, diversificando as suas aplicações e promovendo a sustentabilidade do setor de biometano e da economia circular.

## 7. Produção de CO2 biogénico e respetivas vantagens de captura e aplicação (circularidade económica)

A **produção de biometano por digestão anaeróbia a partir de resíduos** agropecuários, agroindustriais e urbanos **gera $CO_2$ biogénico como co-produto**, que, ao contrário do $CO_2$ fóssil, **não aumenta as emissões líquidas de gases de efeito estufa**, pois faz parte do ciclo curto do carbono. **A captura e valorização deste $CO_2$ são estratégicas para alcançar a neutralidade carbónica e criar novas cadeias de valor**. O $CO_2$ biogénico pode ser armazenado geologicamente (CCS, do inglês *Carbon Capture and Storage*), *onshore* e *offshore*, ou utilizado em setores industriais e alimentares (CCU, do inglês *Carbon Capture and Utilisation*), substituindo o $CO_2$ fóssil e promovendo a descarbonização. Além disso, **a sua valorização pode gerar receitas para os produtores**, seja pela venda para mercados convencionais (bebidas, refrigeração, agricultura, entre outros) ou para indústrias emergentes (e-fuels - por exemplo, e-metano, e-metanol, combustíveis de aviação sustentáveis; químicos verdes - por ex., metanol, plásticos verdes; materiais de construção com mineralização - ex.: cimento, betão e agregados para construção). Também há potencial para a **emissão e comercialização de créditos de carbono certificados**, **incentivando investimentos em biometano**.

A **procura global** por $CO_2$ sustentável está em crescimento, tendo atingido **267 Mton em 2024**, com a Europa a representar 5 % desse total. Segundo a EBA[20], a **procura de $CO_2$ na Europa em 2024 foi de 13,9 Mton/ano**, sendo 56 % destinada ao mercado comercial (alimentar, bebidas, metalurgia). A Comissão Europeia[21] estima que até 2040 a procura total aumente para 344 Mton/ano, principalmente devido à produção de e-*fuels* e ao armazenamento geológico. Atualmente, 125 instalações europeias já capturam cerca de 1,17 Mton $CO_2$/ano (2024). Este valor deve duplicar para mais de 2 Mton $CO_2$/ano até 2027. O potencial técnico total de $CO_2$ biogénico na UE-27 pode atingir 89 Mton $CO_2$/ano em 2040, cobrindo mais de 25

[20] EBA 2025. European Biogas Association. Biogenic $CO_2$ from Biogases. Brussels, Belgium, September 2025

[21] European Commission. (6 February 2024). Commission staff working document: Impact assessment report. Part 2/5 (SWD(2024) 63 final). Accompanying the communication Securing our future: Europe's 2040 climate target and path to climate neutrality by 2050. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=SWD%3A2024%3A63%3AFIN

% das necessidades de captura para o cumprimento da Lei Europeia em matéria de clima[22]. **O $CO_2$ biogénico resultante da produção de biometano pode crescer de 4 Mton em 2030 para 30 Mton em 2050**, superando as estimativas atuais.

Em termos de custos, estima-se que o custo nivelado de captura de $CO_2$ varia entre 40 € e 80 € por ton de $CO_2$ para grandes instalações (>10 000 ton $CO_2$/ano), refletindo economias de escala. As instalações de média escala (5 000 ton a 10 000 ton $CO_2$/ano) situam-se entre 44 € e 105 €/ton $CO_2$, enquanto as pequenas (<5 000 ton $CO_2$/ano) registam um aumento dos custos para 53 € a 137 €/ton $CO_2$, devido a uma menor diluição dos custos de investimento e operacionais[18]. A liquefação representa o maior custo de investimento e operação (≈60 % do OPEX). A EBA estima ainda que a captura de $CO_2$ biogénico proveniente do biometano (14 € a 35 € por ton $CO_2$) é significativamente mais barata do que tecnologias alternativas, tais como Bioetanol (22 € a 30 € por ton $CO_2$) e Biomassa sólida (60 € a 80 € por ton $CO_2$)[23]. Historicamente o valor deste $CO_2$ biogénico chegou a rondar os 100 €/ton, tendo recentemente atingido valores de 1 000 €/ton ou até superior. No entanto, um valor entre 200 € a 300 € é apresentado como razoável em alguns estudos[24].

Assim, verifica-se que o custo de captura de $CO_2$ biogénico é competitivo em comparação com outras tecnologias, variando conforme a escala das instalações. No entanto, **desafios** como **barreiras regulatórias**, nomeadamente a falta de enquadramento específico para o $CO_2$ biogénico (processo em curso a nível da UE), **limitação de infraestruturas** para o transporte, liquefação e clusters de armazenamento**,** e **falta de incentivos para o uso** de $CO_2$ biogénico ainda precisam ser superados. Será ainda necessário garantir uma **diferenciação face ao $CO_2$ fóssil** (i.e., preço, certificação e rastreabilidade). Por exemplo, atualmente o $CO_2$ biogénico capturado via CCU não contribui para redução da pegada do produto final, o que elimina o incentivo para os produtores de biometano procurarem o CCU ao abrigo da RED[25].

Iniciativas como o *Net Zero Industry Act*, *Climate Law*, RED III, e CRCF (certificação de remoções de carbono) e a proibição do uso de $CO_2$ fóssil em combustíveis renováveis a partir de 2041 visam resolver essas questões. A Comissão Europeia está também a preparar uma iniciativa

[22] https://eur-lex.europa.eu/PT/legal-content/summary/european-climate-law.html
[23] International Energy Agency. (May 2025). *Outlook for biogas and biomethane: A global geospatial assessment (World Energy Outlook Special Report)*.
[24] https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2023/02/20230213_Guidehouse_EBA_Report-1.pdf
[25] Unlocking the Biogenic CO2 market - A trader's perspective, Eunice Ribeiro, STX

legislativa sobre a infraestrutura e mercados de $CO_2$, prevista para 2026. Assim, **espera-se que estes constrangimentos sejam superados no curto/médio prazo através da adoção de políticas públicas, disponibilização de incentivos adequados e integração com o mercado europeu de carbono.**

A **promoção do CO2 biogénico contribui para a neutralidade carbónica, segurança energética e desenvolvimento regional**, ao criar empregos qualificados e fomentar a economia circular. A integração de resíduos orgânicos em processos produtivos, gerando biometano, fertilizantes naturais e CO2 biogénico, fortalece a bioeconomia e posiciona o país para aproveitar oportunidades no mercado europeu de CO2 sustentável.

## 8. Criação de postos de trabalho em toda a cadeia de valor e dinamização de zonas menos desenvolvidas

Em 2024, a Europa produziu 54 TWh de biometano (equivalente a 5,2 bcm). A meta do REPowerEU é que o setor cresça para 35 bcm até 2030, **gerando 500.000 novos empregos**, apoiado por um investimento de 27 mil milhões de euros (EBA 2025). Segundo a EBA, este crescimento **beneficiará especialmente as áreas rurais**, onde se produz a matéria-prima para o biogás.

Um estudo sobre a **aceitação social** e os **impactos económicos** do biometano (D'Adamo et al. 2025) destaca os benefícios ambientais e socioeconómicos, como a **melhoria na gestão de resíduos** e o **aumento da autonomia energética**. Contudo, a aceitação pública de centrais de biometano é menor quando estas são localizadas perto das residências dos inquiridos.

Outro estudo, "*Gas for Climate – Job creation by scaling up renewable gas in Europe*" (Navigant 2019), prevê a criação de centenas de milhares de empregos diretos e indiretos até 2050, através de duas principais tecnologias de produção de biometano: digestão anaeróbia e gaseificação de biomassa**. A digestão anaeróbia, que utiliza resíduos orgânicos e agrícolas, poderá gerar entre 200.000 e 275.000 empregos diretos e 300.000 a 400.000 indiretos** na EU até **2050**, enquanto a gaseificação de biomassa, ainda em fase de demonstração (TRL 6-8), poderá criar entre 100.000 e 150.000 empregos diretos e 150.000 a 200.000 indiretos.

Empregos diretos[26] são aqueles criados no planeamento e construção das instalações bem como na operação e manutenção dos centros de produção, e empregos indiretos incluem aqueles criados ao longo da cadeia de valor, como nas operações logísticas (matérias-primas e recolha de digeridos, armazenamento, pré-processamento e transporte) e atividades agrícolas (cultivo de matéria-prima e espalhamento do digerido). Muitos destes empregos são permanentes e sustentados ao longo da vida do centro de produção, embora alguns sejam temporários e limitados apenas à fase de construção.

Os empregos criados na fase de investimento serão sobretudo de engenharia de estruturas, bombas e pipelines e os trabalhadores de construção empregues nestes projetos. Na fase operacional os empregos serão em engenharia, na supervisão de processos e manutenção de equipamentos, e em trabalhos de operação das centrais de produção.

Adaptando as estimativas internacionais referidas anteriormente a Portugal, e com base no potencial técnico de biometano de 2,74 TWh/ano estimado anteriormente, a produção de biometano poderia conduzir à criação de **830 a 1140 empregos diretos e 1250 a 1660 empregos indiretos**. Alternativamente, utilizando uma ferramenta da Associação Europeia de Biogás[27], que converte quantidades de bioenergia, estimando diversos indicadores económicos, a produção de 2,74 TWh/ano de biometano corresponderia a aproximadamente **3742 postos de trabalho** criados.

Contudo, estas estimativas devem ser interpretadas com cautela, pois refletem o efeito potencial na procura de recursos humanos. A oferta desses recursos pode ser limitada, especialmente em contextos de baixa taxa de desemprego, o que pode levar a uma criação líquida de emprego inferior ao indicado. No entanto, há benefícios significativos a considerar, especialmente devido ao fato de que a produção de biometano deverá ocorrer predominantemente em zonas rurais. A crescente procura de trabalhadores nessas áreas poderá resultar na melhoria dos seus rendimentos, o que, por si só, representa um benefício significativo para o mercado de trabalho. Mesmo no cenário mais conservador, em que o impacto no volume de emprego seja reduzido, esses benefícios para as comunidades rurais e a economia local poderão ser importantes. Além disso, estas estimativas dependem de condições de mercado favoráveis, avanços tecnológicos e políticas públicas estáveis.

[26] https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2023/02/20230213_Guidehouse_EBA_Report-1.pdf
[27] https://www.europeanbiogas.eu/info-hub/energy-translator/

Em Portugal, o potencial de implementação de 2,74 TWh/ano de biometano poderá criar cerca de **830 a 1140 empregos diretos e 1250 a 1660 empregos indiretos**.

# Secção III: Do Produtor ao Consumidor: O Caminho do Biometano

## 9. O sistema de certificação de gases renováveis

Uma parte fundamental da implementação do mercado dos gases renováveis é o **sistema de certificação de gases renováveis**, essencial para garantir que o gás consumido é de **origem renovável** e **produzido de forma sustentável**, evitando a dupla contabilização e fornecendo informações ambientais aos consumidores e reguladores. Estes certificados são utilizados **para cumprir obrigações legais**, como metas de energia renovável e redução de emissões, e também **de forma voluntária** por empresas que pretendem demonstrar o uso de gases renováveis nos seus relatórios de emissões[28].

Os principais certificados em uso são as **Garantias de Origem** (*Guarantees of Origin* - GOs) e as **Provas de Sustentabilidade** (*Proof of Sustainability* - PoS), sendo estas também identificadas como **Critérios de Sustentabilidade** pelo projeto de decreto-lei que transpõe parcialmente a RED III.

As **GOs informam o consumidor sobre a origem do gás**, demonstrando que este utilizou gás renovável e não gás fóssil. Indicam, entre outros, o tipo de gás renovável, a localização da produção, o eventual uso de apoios públicos e a matéria-prima utilizada. Cada Estado-Membro da União Europeia deve designar um organismo emissor para gerir o registo de GOs, que são emitidas a pedido do produtor e **podem ser transacionadas independentemente do fluxo físico do gás**, através do sistema "*book and claim*". No entanto, se uma remessa de gás tiver tanto uma GO como uma PoS, estas não podem ser vendidas separadamente a empresas

[28] ERGaR. https://renewablegascertificates.org/renewable-gas-certificates/; https://www.ergar.org/renewable-gas-certification/

distintas. Na fase final do processo, a GO deve ser cancelada antes que o consumidor final possa reivindicar a utilização do gás renovável.

As **PoS**, ou **Critérios de Sustentabilidade**, **certificam que o gás renovável cumpre os requisitos de sustentabilidade da RED**, incluindo a origem das matérias-primas e as emissões de gases com efeito de estufa ao longo do processo de produção e transporte. Estes certificados são essenciais para cumprir metas de energia renovável e podem ser emitidos por produtores de biometano certificados por Esquemas Voluntários da UE, como o ISCC (*International Sustainability and Carbon Certification*) ou o REDCert. A partir de 2024, estes esquemas também poderão certificar combustíveis renováveis de origem não biológica (RFNBOs, *Renewable Fuels of Non-Biological Origin*). As PoS estão **ligadas ao comércio do gás físico**, sendo transacionadas em conformidade com o princípio de "Balanço de Massa" (*Mass Balanced*) e auditadas regularmente para evitar dupla contabilização.

No caso das PoS, estas são transacionadas juntamente com o gás físico. A regra exata sobre como o gás físico deve ser transacionado varia entre os reguladores dos diferentes regimes de quotas de biocombustíveis e os administradores do CELE (Comércio Europeu de Licenças de Emissão). Do ponto de vista da infraestrutura, o biometano com PoS pode ser transacionado dentro da União Europeia sem quaisquer restrições a todas as empresas ligadas à rede europeia de gás, uma vez que esta é considerada uma única instalação logística. A transação de PoS mudará significativamente com a **Base de Dados da União Europeia (*Union Database for Biofuels* - UDB), ainda em desenvolvimento**, que irá **rastrear a titularidade das PoS e GOs**, f**acilitando a sua transação e garantindo a conformidade com as normas da UE**. Contudo, ainda é incerto quando é que a utilização da UDB se tornará obrigatória para gases renováveis.

O comércio transfronteiriço de GOs é possível entre registos que tenham acordos bilaterais ou que participem em esquemas multilaterais, como a ERGaR (European Renewable Gas Registry) ou o Esquema de Gás da AIB (*Association of Issuing Bodies*), sendo essencial garantir a interoperabilidade e a comunicação entre os registos. Verificaram-se recentemente desenvolvimentos significativos, com vários países a concluírem o processo de adesão à AIB. Neste momento, são já 16 os países que finalizaram este processo, nomeadamente: Portugal, França, Áustria, Espanha, Estónia, Finlândia, Itália, Letónia, Países Baixos, Lituânia, Bélgica, Hungria, Eslováquia, Suíça, Chéquia e Suécia. Para 2027, já está anunciada a adesão da Dinamarca. O caso mais complexo é a Alemanha, que constitui um dos principais mercados

consumidores e ainda não se encontra operacional. Estes desenvolvimentos contribuem para a criação de um mercado efetivo de Garantias de Origem de gases renováveis, de forma semelhante ao que já acontece no setor elétrico. Assim, **no futuro, espera-se que a articulação entre a UDB e os registos nacionais permita a integração de PoS e GOs, promovendo um mercado mais aberto e eficiente para os gases renováveis na União Europeia.**

### 9.1. Situação em Portugal

Em Portugal, os **Títulos de Biocombustível (TdB)** são certificados que representam 1 tonelada equivalente de petróleo (tep) de biocombustíveis ou biogás **destinados ao setor dos transportes**, excluindo a aviação. Estes títulos, emitidos pela Entidade Nacional para o Setor Energético (ENSE), garantem que os combustíveis **cumprem critérios de sustentabilidade e redução de emissões de GEE**. A emissão de cada título está sujeita ao pagamento do montante de 1,8 €. Os TdB podem ser transacionados entre fornecedores de combustíveis através de um sistema de créditos, para efeitos do cumprimento das metas fixadas na proposta de transposição da REDIII, e válidos por 12 meses. Certos tipos de TdB, como os **provenientes de resíduos** ou matérias-primas específicas, podem ser **bonificados**, nomeadamente os derivados dos tipos de resíduos explorados neste estudo, pertencentes ao Tipo A (por exemplo, biorresíduos, estrume animal e lamas de depuração, etc.).

Relativamente às **GOs**, estes certificados são emitidos pela REN – Rede Elétrica Nacional, na qualidade de Entidade Emissora de Garantias de Origem (EEGO). Desde 2020, a REN já emitiu mais de 200 milhões de GOs para eletricidade renovável, e, **a partir de 2024, iniciou a emissão de GOs para gases renováveis**, como o biometano e o hidrogénio, **permitindo a sua importação e exportação no espaço europeu**. As primeiras operações de importação e cancelamento de GOs de biometano foram realizadas em abril e maio de 2025, respetivamente. Estas garantias especificam a matéria-prima, o processo de produção e as emissões de $CO_2$ associadas, sendo **obrigatórias para os comercializadores que fornecem gás renovável**. Em março de 2026, ocorreu o registo da primeira instalação de biometano, bem como a realização da primeira emissão de GOs em Portugal. A EEGO continuará a desenvolver e a consolidar a sua atividade no setor dos gases renováveis e de baixo teor de carbono, em estrita articulação com o enquadramento regulamentar europeu e nacional e em resposta às

necessidades identificadas pelo mercado. Nesse contexto, o segmento *off-grid* constitui uma das componentes relevantes a considerar no desenvolvimento futuro do sistema. Nos termos da legislação em vigor, os montantes a cobrar pela EEGO são apresentados na Tabela 10. No entanto, este tarifário encontra-se atualmente em revisão por parte da ERSE.

*Tabela 10. Montantes a cobrar pela entidade emissora de garantias de origem (EEGO) relativos aos serviços prestados no âmbito das suas funções (Portaria n.º 53/2020 de 28 de fevereiro)*

| **Serviço prestado** | | **Montante aplicável** |
|---|---|---|
| Registo na plataforma | Por participante | 1 000 € |
| Garantias de origem e certificados de origem | Transferência | 0,010 €/MWh |
| | Cancelamento | 0,010 €/MWh |
| | Emissão | 0,037 €/MWh |
| Serviços de fiscalização e auditoria | Por instalação de produção | 250 € * |

* Acresce ao valor cobrado pelo auditor externo.

Na área dos gases renováveis, a **Goldenergy tornou-se a primeira comercializadora nacional a fornecer biometano com certificação oficial através da rede de transporte nacional de gás**, tendo o **certificado de GO deste gás renovável** sido emitido pela entidade emissora espanhola e cancelado em Portugal pelo sistema EEGO. A Goldenergy importou 1.800.000 kWh/ano de biometano, proveniente de uma unidade de tratamento de resíduos sólidos urbanos e agropecuários em Espanha, gerida pelo Grupo Axpo. **O beneficiário do certificado de garantia de origem foi a Primus Vitoria, empresa de referência no setor da cerâmica e cristalaria.** Desde então, a comercialização de biometano certificado tem vindo a expandir-se em Portugal. Em junho de 2026, a Goldenergy[29] anunciou o fornecimento de biometano com Garantias de Origem a 15 empresas nacionais, abrangendo quatro setores de atividade: cerâmica, têxtil, turismo e indústria alimentar, evidenciando o crescente interesse de diferentes setores económicos na utilização de gases renováveis para a descarbonização dos seus consumos energéticos.

Relativamente aos **Critérios de Sustentabilidade**, estes são avaliados pelo Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG), na qualidade de Entidade Coordenadora do

[29] https://www.agroportal.pt/goldenergy-e-panike-celebram-acordo-para-o-fornecimento-de-biometano-no-setor-alimentar/

Cumprimento dos Critérios de Sustentabilidade – ECS, sendo fundamentais para garantir que os gases renováveis cumprem os requisitos ambientais e sociais da RED III. O certificado nacional, designado por CertBiom, comprova o cumprimento destes critérios e a redução de emissões de GEE. A emissão do CertBiom está sujeita a auditorias e ao pagamento ao LNEG do montante de 1,80 € por tonelada equivalente de petróleo (tep) de energia que cumpra os critérios de sustentabilidade.

Em 2024, foi criada em Portugal a **Agência para o Clima (ApC)**, a qual passou a exercer as **funções de Autoridade Nacional competente no âmbito do CELE**, bem como de **administrador e gestor do Registo Português de Licenças de Emissão (RPLE)**. No âmbito do CELE, o **biometano é considerado neutro em carbono**, uma vez que o $CO_2$ libertado na sua combustão é classificado como carbono biogénico, não contribuindo para o aumento líquido de GEE. Assim, as instalações que utilizam biometano como combustível podem **reduzir a necessidade de adquirir licenças de emissão de $CO_2$** (uma vez que não precisam de adquirir licenças de emissão para a porção de $CO_2$ proveniente do biometano), mas o biometano não **gera créditos negociáveis no CELE**.

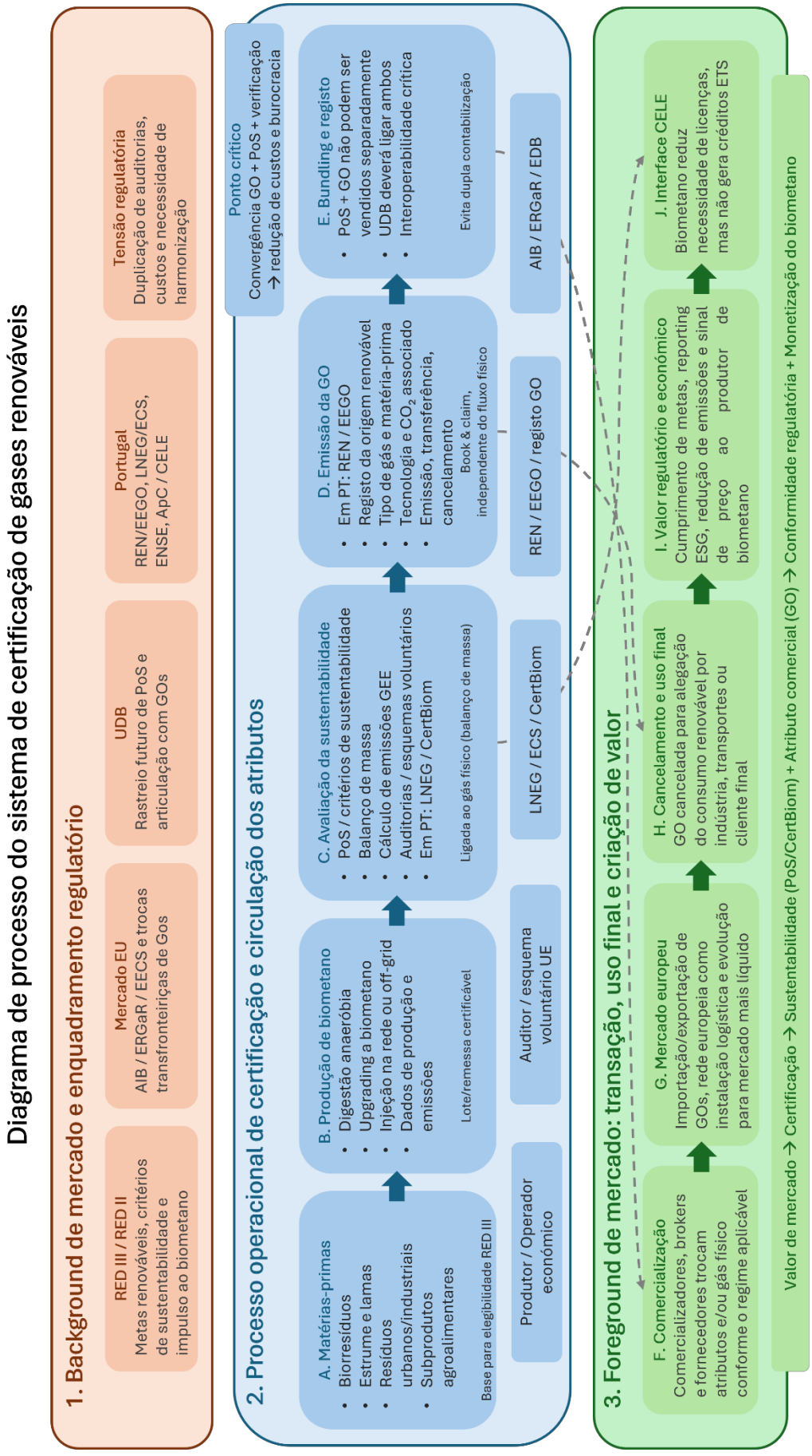
No âmbito da Diretiva de Energias Renováveis, tanto as GO como as PoS são regidas pela mesma legislação. Seria, por conseguinte, lógico e eficiente que a sua certificação e subsequente gestão de registo fossem centralizadas num único organismo regulador, facilitando a aquisição e a transação das mesmas pelos produtores. Contudo, o licenciamento e a gestão das emissões de gases das instalações abrangidas pelo CELE são da responsabilidade da APA/ApC, exigindo auditorias e processos administrativos separados. **Essa falta de harmonização gera duplicação de custos e esforços administrativos para os produtores de gás renovável, que são forçados a submeter-se a múltiplos ciclos de certificação e auditorias, i.e., um específico para o cumprimento dos requisitos da RED (GO e PoS) e outro distinto para a gestão das licenças de emissão no âmbito do CELE.**

Atualmente, existe em Portugal uma pressão acentuada por parte de instituições como a Confederação Empresarial de Portugal (CIP) para que se **inclua na transposição da Diretiva (UE) 2023/2413 (RED III) para a Lei nacional**, uma norma que ateste expressamente que **a junção do Certificado de Critérios de Sustentabilidade às GOs é condição bastante para a verificação pela autoridade competente (Agência para o Clima, ApC) atestando para o**

**cumprimento dos critérios de sustentabilidade e de redução de GEE**. O objetivo é simplificar e evitar processos administrativos desnecessários para os produtores de gás renovável.

O plano REPowerEU estabelece metas ambiciosas para a transição energética na UE, incluindo a produção de 35 mil milhões de metros cúbicos de biometano sustentável até 2030 e uma meta vinculativa de 42,5 % de energias renováveis no consumo final bruto de energia, de acordo com a RED III, acompanhada de uma meta aspiracional de 45 %. Finalmente, a diretiva prevê que, **até 2030, pelo menos 5 % da nova capacidade renovável instalada decorra de tecnologias inovadoras, como o hidrogénio verde, e onde se pode também incluir o biometano**. Assim, o objetivo será não apenas promover o aumento quantitativo das energias renováveis, mas também a sua diversificação tecnológica.

**Em Portugal, a transposição da RED III introduz um conjunto de obrigações e instrumentos destinados a reforçar a transição energética**. Estas disposições enquadram-se num cenário marcado pela revisão do PNEC 2030, pelo lançamento do PAB, e ainda pela Portaria n.º 15/2023, que inicia a criação de sistemas de compra centralizada. A RED III aumenta a pressão para a **instalação de novas capacidades renováveis em Portugal, em especial nos gases renováveis, incluindo o biometano.** O Estado deve **estimular condições favoráveis à celebração de contratos de aquisição de energia renovável (*Power Purchase Agreements* – PPAs), reduzir barreiras administrativas e de licenciamento e promover regimes que atraiam capital privado, nomeadamente para reforço das redes e armazenamento.** A diretiva também reforça a **importância da hierarquia de resíduos**, incentivando a utilização de resíduos e detritos não agrícolas para a produção de bioenergia, e sublinha a necessidade de evitar distorções no mercado de matérias-primas. **Consagra ainda o papel de apoio da UE**, quer através de financiamento e instrumentos financeiros que reduzam os custos de capital, quer pelo desenvolvimento das redes elétricas, armazenamento e interligações (com a meta de 15 % até 2030), bem como pela promoção de projetos conjuntos e regimes de cooperação transfronteiriça. Com a implementação da RED III em Portugal, torna-se claro um reforço significativo no enquadramento regulamentar já existente, **criando uma opção legislativa clara e um objetivo vinculativo para impulsionar a produção de biometano**.


Diagrama de processo do sistema de certificação de gases renováveis
1. Background de mercado e enquadramento regulatório
RED III / RED II
Metas renováveis, critérios de sustentabilidade e impulso ao biometano
Mercado EU
AIB / ERGaR / EECS e trocas transfronteiriças de Gos
UDB
Rastreio futuro de PoS e articulação com GOs
Portugal
REN/EEGO, LNEG/ECS, ENSE, ApC / CELE
Tensão regulatória
Duplicação de auditorias, custos e necessidade de harmonização
2. Processo operacional de certificação e circulação dos atributos
Ponto crítico
Convergência GO + PoS + verificação → redução de custos e burocracia
A. Matérias-primas
Biorresíduos
Estrume e lamas
Resíduos urbanos/industriais
Subprodutos agroalimentares
Base para elegibilidade RED III
B. Produção de biometano
Digestão anaeróbia
Upgrading a biometano
Injeção na rede ou off-grid
Dados de produção e emissões
Lote/remessa certificável
C. Avaliação da sustentabilidade
PoS / critérios de sustentabilidade
Balanço de massa
Cálculo de emissões GEE
Auditorias / esquemas voluntários
Em PT: LNEG / CertBiom
Ligada ao gás físico (balanço de massa)
D. Emissão da GO
Em PT: REN / EEGO
Registo da origem renovável
Tipo de gás e matéria-prima
Tecnologia e $CO_2$ associado
Emissão, transferência, cancelamento
Book & claim, independente do fluxo físico
E. Bundling e registo
PoS + GO não podem ser vendidos separadamente
UDB deverá ligar ambos
Interoperabilidade crítica
Evita dupla contabilização
Produtor / Operador económico
Auditor / esquema voluntário UE
LNEG / ECS / CertBiom
REN / EEGO / registo GO
AIB / ERGaR / EDB
3. Foreground de mercado: transação, uso final e criação de valor
F. Comercialização
Comercializadores, brokers e fornecedores trocam atributos e/ou gás físico conforme o regime aplicável
G. Mercado europeu
Importação/exportação de GOs, rede europeia como instalação logística e evolução para mercado mais líquido
H. Cancelamento e uso final
GO cancelada para alegação do consumo renovável por indústria, transportes ou cliente final
I. Valor regulatório e económico
Cumprimento de metas, reporting ESG, redução de emissões e sinal de preço ao produtor de biometano
J. Interface CELE
Biometano reduz necessidade de licenças, mas não gera créditos ETS
Valor de mercado → Certificação → Sustentabilidade (PoS/CertBiom) + Atributo comercial (GO) → Conformidade regulatória + Monetização do biometano

Em Portugal, o **sistema de certificação de gases renováveis** está a ser **implementado** de forma **alinhada com os padrões europeus** e com progressos concretos em certificação e integração física. O **sucesso a longo prazo** dependerá da robustez dos critérios de certificação, da integração com outras políticas energéticas e da eficiência do mercado criado. A **transposição da RED III constitui uma oportunidade estratégica** para Portugal consolidar o mercado de gases renováveis, atrair investimento, valorizar economicamente os produtores e acelerar a descarbonização do setor energético.

## 10. A entrega ao consumo

A entrega ao consumo constitui uma componente essencial da cadeia de valor do biometano, sendo determinante para a sua integração no sistema energético nacional. Após passar por processos de purificação e adequação às normas técnicas (EN 16726 e EN 16723-1), **o biometano pode ser injetado nas redes de transporte ou de distribuição de gás natural**, ou, em alternativa, **entregue ao consumo por via rodoviária ou ferroviária**. A escolha do método de entrega depende de diversos fatores, incluindo os custos associados à purificação, compressão, acondicionamento e logística, que podem influenciar a decisão entre a injeção direta na rede ou o transporte *off-grid*. Note-se que a larga maioria dos potenciais consumidores de biometano encontram-se ligados à RPG, pelo que, não obstante situações de autoconsumo que possam ser vantajosas para os consumidores, a injeção da produção de Biometano nas redes existentes de distribuição e transporte de gás afigura-se como a mais adequada para promover a criação de um mercado de Biometano líquido e competitivo, de forma eficiente.

**A integração do biometano nas redes de gás exige um quadro regulatório robusto** que assegure a qualidade e a segurança do gás, distribua de forma adequada e equilibrada responsabilidades e custos de forma transparente entre produtores, operadores de rede e consumidores, e crie mecanismos que promovam a escalabilidade da produção sem penalizar investidores. Em Portugal, o enquadramento jurídico para a injeção de biometano é estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 62/2020, que regula os gases de origem renovável e de baixo teor de carbono, definindo as bases para a sua produção, transporte, distribuição e comercialização. Adicionalmente, o Regulamento da ERSE n.º 826/2023, de 28 de julho,

especifica as características dos gases renováveis a fornecer aos consumidores finais, bem como os procedimentos a adotar em caso de incumprimento das especificações técnicas. Outros diplomas, como os despachos da DGEG n.º 2791/2025 e n.º 3264/2025, estabelecem as condições técnicas e de segurança para as infraestruturas da Rede Nacional de Distribuição de Gás (RNDG) e da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG), abordando também os princípios de planeamento e gestão da injeção de gases renováveis.

O recente DL n.º 94/2026 que altera o DL n.º 62/2020, veio definir que os custos de ligação às redes passam a ser repartidos entre o produtor e o operador de rede. Neste momento, a ERSE está a preparar o novo regulamento que será sujeito a consulta pública. A injeção em redes de transporte (alta pressão) e em redes de distribuição (baixa e média pressão) apresenta diferentes exigências técnicas, como limites de impurezas, regimes de medição e gestão de qualidade, e requer regulamentações específicas para conexão, ensaios de pré-injeção e tarifação. Além disso, é essencial prever mecanismos de coordenação entre operadores de transporte e distribuição para otimizar as ligações e evitar duplicação de investimentos.

Para este feito, tendo por base as soluções de ligação à rede tecnicamente previstas nos despachos n.º 2791/2025 e n.º 3264/2025 (ligação por gasoduto, gasoduto virtual e *reverse flow* ou outra que combine estas três), é essencial definir os limites de responsabilidade entre produtores e operadores no que respeita ao projeto, construção e operação de cada componente de ligação à rede, bem como à repartição de custos. Uma vez que o atual enquadramento legal e regulamentar se encontra desenhado para ligações de nova produção por gasoduto, é pois, necessário atualizar, desenvolver e aprovar legislação e regulamentos com vista a assegurar regras e critérios que sustentem a ligação de produção de Biometano à RPG assegurando a sua adequação ao contexto de localização da produção / consumo em território nacional.

A intermutabilidade do biometano com o gás natural permite a sua injeção direta nas redes existentes, assegurando, de forma global, a manutenção das características físico-químicas exigidas, sem necessidade expectável de adaptações significativas na infraestrutura ou nos equipamentos dos consumidores. Neste contexto, a rede pública de gás (distribuição e Transporte) assume um papel relevante na integração da produção descentralizada de biometano, permitindo o seu encaminhamento para os consumidores domésticos, comerciais

e industriais ligados à rede e contribuindo para a valorização das infraestruturas energéticas existentes.

Não obstante, e em particular para os projetos de Biometano que irão injetar na rede de transporte, importa ter presente a necessidade de garantir a interoperabilidade com a rede de transporte espanhola.

A **experiência de outros países europeus** com maior maturidade no setor do biometano deve servir de referência para o desenvolvimento de um quadro regulatório eficaz em Portugal. A análise destas experiências internacionais pode fornecer orientações valiosas para a criação de um modelo regulatório em Portugal que permita a integração eficiente do biometano no sistema energético, promovendo a sustentabilidade, a segurança energética e a redução das emissões de carbono.

A **entrega ao consumo** é uma etapa essencial na cadeia de valor do biometano, assegurando que o gás produzido e certificado chega aos utilizadores finais com **qualidade, rastreabilidade e conformidade com os critérios de sustentabilidade**. A estabilização de um quadro legal e regulamentar claro influencia diretamente a **confiança dos consumidores**, a **valorização económica do biometano** e a sua **integração nos mercados nacionais e europeus**, tornando fundamentais os **investimentos em infraestruturas e monitorização**.

A rede pública de gás permite que o biometano chegue aos consumidores, incluindo os industriais, sem necessidade de investimentos significativos nas infraestruturas ou nos equipamentos existentes, uma vez que pode ser utilizado da mesma forma que o gás natural. Desta forma, os consumidores podem descarbonizar o seu consumo de gás de forma simples e eficiente. O principal desafio passa agora por consolidar o enquadramento regulatório, definindo regras claras para a ligação à rede, a repartição de responsabilidades e custos e o desenvolvimento de um mercado competitivo.

## 11. As garantias aos consumidores

O sistema CELE[30] é um dos pilares fundamentais da política climática da União Europeia (UE), com o objetivo de reduzir em 62 % as emissões de gases com efeito de estufa, até 2030, em relação aos níveis de 2005. Este sistema aplica-se a setores como a produção de eletricidade, indústria pesada, aviação dentro da UE e transporte marítimo[31], funcionando com base no princípio de *cap and trade*. Em Portugal, o CELE é regulado pelo Decreto-Lei n.º 101/2024, que transpõe a Diretiva (UE) 2023/959 e estabelece o regime jurídico para o comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa.

No contexto do biometano**, o consumo deste combustível em substituição do gás natural pode contribuir para a redução das emissões reportadas pelas empresas abrangidas pelo CELE**. Enquanto o gás natural apresenta um fator de emissão de cerca de 56,6 kg $CO_2$/GJ, a queima de biometano é considerada carbono neutro, uma vez que o carbono libertado já foi previamente capturado de forma biológica. Assim, as empresas que utilizam biometano necessitam de adquirir menos licenças de emissão, o que pode tornar este combustível mais competitivo, especialmente em cenários de aumento do preço do carbono.

Contudo**, o CELE não atribui créditos pela produção de biometano**, limitando-se a reduzir a obrigação de compra de licenças devido à neutralidade carbónica do combustível. Para além disso, para que uma instalação abrangida pelo CELE possa declarar emissões nulas, é necessário comprovar que o biometano consumido é produzido a partir de biomassa ou resíduos, é sustentável (em conformidade com as Diretivas RED II/RED III) e rastreável. Esta verificação é realizada através de certificados ou garantias de origem (GO) de biometano, provas de sustentabilidade (PoS) e contratos que comprovem o fornecimento de biometano na rede. **No contexto português, é essencial que o projeto de transposição da RED III clarifique que a combinação de PoS e GO é suficiente para atribuir o "fator zero" pela Agência para o Clima, reforçando a previsibilidade regulatória e incentivando a procura de biometano.**

O CELE não exige a entrega física do biometano à instalação consumidora, permitindo que a injeção ocorra num ponto da rede e o consumo noutro, desde que seja garantido o equilíbrio

[30] European Commission 2025. https://climate.ec.europa.eu/eu-action/carbon-markets/about-eu-ets_en#our-climate-ambition-for-2030
[31] PwC Portugal, 2025. https://www.pwc.pt/pt/temas-actuais/cele-2-novos-setores-abrangidos-metas-climaticas.html

de massa (*mass-balance accounting*). Contudo, **o desenvolvimento de um mercado robusto de biometano em Portugal requer investimentos significativos na produção e na adaptação das infraestruturas de gás existentes**. A injeção de biometano nas redes de gás exige melhorias na capacidade de receção e compressão, instalação de equipamentos de medição e implementação de sistemas de controlo de qualidade do gás. **Estes investimentos são essencialmente de interesse público, uma vez que beneficiam todo o mercado e reduzem barreiras de entrada para novos produtores.**

Adicionalmente, o **custo de produção do biometano é**, na maioria dos casos, **superior ao do gás natural fóssil**, o que torna necessária a **implementação de mecanismos públicos para mitigar os sobrecustos**, especialmente na fase inicial do mercado. Entre as medidas possíveis estão **apoios diretos ao investimento**, **incentivos fiscais**, **tarifas diferenciadas de acesso às redes**, **leilões de apoio à produção e integração em esquemas de créditos de carbono complementares**. A intervenção pública, através de modelos contratuais padronizados, garantias de cumprimento e seguros de risco contra variações de preço, será crucial para criar um mercado competitivo e atrativo para o biometano. **A consolidação de um mercado de biometano competitivo e eficiente exige um conjunto de garantias que reduzam o risco económico percecionado pelos consumidores, assegurem previsibilidade regulatória e criem condições para investimentos de longo prazo.**

Por fim, a **confiança dos consumidores** no biometano depende da transparência e rastreabilidade do sistema energético nacional, que deve assegurar a identificação clara da origem, produção, transformação e consumo do biometano. A individualização das unidades de produção, das matérias-primas utilizadas, das quantidades injetadas na rede e das utilizações finais é essencial para evitar a dupla contagem e garantir a integridade do mercado. Para serem conferidas **garantias aos consumidores**, o biometano apenas é autorizado a entrar na rede após cumprir rigorosamente os mesmos padrões de qualidade exigidos ao gás natural. Isto inclui assegurar a elevada percentagem de metano na sua composição, a remoção de impurezas e a adequação ao sistema de gás natural (Francisco López et al. 2024).

Em Portugal, o regulamento da rede de gás natural foi atualizado em 2022, permitindo a integração de gases renováveis e misturas, desde que cumpram os padrões de qualidade e segurança exigidos, como os definidos no "Pillar 5: Gas Quality Regulations" do Global Biogas

Regulatory Framework (GBRF), desenvolvido pela World Biogas Association[32], e no Despacho n.º 806-B/2022. Estes regulamentos asseguram que o biometano, após passar por processos de purificação e *upgrading*, apresenta características físico-químicas compatíveis com o gás natural, tornando-se uma alternativa segura e eficiente para o sistema energético nacional.

Em suma, a **confiança no biometano depende de transparência, rastreabilidade e padrões de qualidade equivalentes ao gás natural**. Em Portugal, a regulamentação em vigor permite a integração de gases renováveis na rede, desde que cumpram critérios técnicos e de segurança, garantindo que o biometano purificado é uma alternativa segura e eficiente para o sistema energético nacional.

## 12. Os regimes de licenciamento

O licenciamento de projetos de biometano em Portugal tem registado avanços significativos nos últimos anos, impulsionados pela criação de um enquadramento legal e administrativo mais claro e favorável ao investimento. A produção de biometano integra atualmente o Sistema da Indústria Responsável (SIR), permitindo enquadrar estas unidades no regime geral do licenciamento industrial, em articulação com os restantes regimes setoriais aplicáveis.

Um marco importante neste processo foi a publicação do **Despacho Conjunto n.º 1/2026, da Agência Portuguesa do Ambiente (APA) e da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG)**, que veio clarificar o procedimento de licenciamento das unidades de produção de biometano ao abrigo do Decreto-Lei n.º 62/2020. O despacho estabelece uma sequência administrativa clara, iniciando-se com o **pedido de registo prévio junto da DGEG**, seguindo-se, após o respetivo deferimento, a obtenção dos licenciamentos setoriais obrigatórios, designadamente o licenciamento ambiental (através da plataforma SILiAmb) e o licenciamento urbanístico junto do município competente. Após a obtenção destas autorizações e da apresentação da declaração de conformidade da instalação, a DGEG procede ao averbamento do registo e autoriza o início da exploração, mantendo posteriormente competências de fiscalização

[32] WBA 2025. https://globalbiogasframework.org/pillar-5/

técnica e regulamentar. Esta clarificação contribui para aumentar a previsibilidade, a segurança jurídica e a eficiência dos processos de licenciamento.

Apesar desta simplificação administrativa, os projetos de biometano continuam sujeitos aos regimes ambientais aplicáveis, nomeadamente Avaliação de Impacte Ambiental (AIA), licenciamento ambiental ou outros procedimentos específicos, sempre que exigidos em função da dimensão da instalação, da tipologia dos resíduos utilizados ou das características do projeto. Mantêm-se igualmente os requisitos relativos à utilização de biomassa ou resíduos elegíveis, ao cumprimento dos critérios de sustentabilidade definidos na legislação europeia e nacional, às normas sanitárias aplicáveis aos subprodutos de origem animal, bem como às regras de certificação, rastreabilidade e emissão de Garantias de Origem (GO) e Proofs of Sustainability (PoS). O Despacho Conjunto n.º 1/2026 esclarece expressamente que estes regimes setoriais permanecem aplicáveis sempre que legalmente exigíveis.

Paralelamente, o Plano de Ação para o Biometano (PAB 2024-2040) prevê um conjunto de medidas destinadas a acelerar a implementação de novos projetos, incluindo a disponibilização de guias técnicos de apoio ao licenciamento, o desenvolvimento de um Portal do Biometano, a elaboração de um Atlas Nacional do Potencial de Produção de Biometano e o reforço da articulação institucional entre as diferentes entidades competentes. Neste contexto, o IAPMEI continua a desempenhar o papel de entidade coordenadora do licenciamento industrial no âmbito do SIR, articulando com a DGEG, APA/CCDR, municípios, DGAV e restantes entidades setoriais.

No entanto, apesar dos avanços, persistem **desafios** significativos. A **morosidade** e a **complexidade** do processo de licenciamento continuam a ser entraves à expansão do setor. A **necessidade de interação com múltiplas entidades**, a **falta de critérios claros para a aplicação da Avaliação de Impacte Ambiental (AIA)** e a **ausência de plataformas digitais atualizadas** dificultam a implementação de novos projetos. Além disso, revisão das prioridades na gestão dos resíduos orgânicos é igualmente crítica - **a gestão de resíduos orgânicos em Portugal ainda prioriza a compostagem e o tratamento mecânico-biológico**, relegando a digestão anaeróbia e a produção de biometano para segundo plano, o que limita a disponibilidade de matéria-prima e encarece os projetos.

A implementação destas medidas, aliada à **criação de incentivos económicos**, como subsídios, prémios e garantias de origem, será crucial para reduzir custos, atrair investimentos e

impulsionar a produção sustentável de biometano em Portugal. A consolidação de um mercado competitivo e eficiente de biometano permitirá ao país explorar plenamente o seu potencial técnico, contribuindo para a transição energética e para o cumprimento das metas climáticas.

Para **consolidar** o mercado de biometano em Portugal, é essencial adotar **três medidas estratégicas**: (1) estabelecer um **regime de licenciamento claro e célere**, com prazos definidos e tipologias preestabelecidas; (2) **definir critérios uniformes e proporcionais para a aplicação da AIA**, adaptados às especificidades da digestão anaeróbia; e (3) **implementar uma política nacional que priorize a digestão anaeróbia como destino preferencial para os resíduos orgânicos**, alinhando a gestão de resíduos com os objetivos de descarbonização e produção de energia renovável.

## 13. Apoios/incentivos à produção de biometano

Em Portugal, o enquadramento para os apoios à produção de biometano é sustentado por diversos instrumentos legais e financeiros, que visam integrar toda a cadeia, desde a produção de biogás até ao seu *upgrading*, com destaque para o Plano de Recuperação e Resiliência (PRR). A Portaria n.º 168/2024 regula o Sistema de Incentivos à Promoção do Hidrogénio Renovável e de Outros Gases Renováveis, enquanto a Portaria n.º 15/2023 estabelece o regime de compra centralizada de biometano e hidrogénio renovável. No âmbito do PRR, o investimento TC-C14-i01 alocou inicialmente 62 milhões de euros para o investimento em hidrogénio e gases renováveis, valor que foi ampliado para 102 milhões de euros em 2023, com uma segunda fase a mobilizar mais 83 milhões de euros. Adicionalmente, o Aviso de Abertura de Concurso n.º 01/RP-C21-i06/2024 reserva 70 milhões de euros para reforçar a capacidade de produção de gás renovável, com financiamento integralmente proveniente do PRR.

Estudos mostram que **subsídios e tarifas de venda garantida são essenciais para garantir retorno financeiro adequado**, especialmente em unidades de menor dimensão. A viabilidade económica dos projetos de biometano depende assim de **políticas públicas de incentivo**. Um estudo italiano de 2024 (Catalano et al. 2024) conclui que a rentabilidade de unidades de

biometano depende fortemente dos incentivos: subsídios elevados tornam economicamente viável a produção baseada em subprodutos, enquanto tarifas apoiadas mais restritivas reduzem a viabilidade das plantas que utilizam FORSU. O ponto de *break-even* situa-se entre 0,61–0,95 €/m³ para a FORSU e 0,76–1,01 €/m³ para subprodutos.

Também um estudo que analisa pequenas unidades de produção de biometano (50, 100 e 150 m³/h) no sul de Espanha (Baena-Moreno et al. 2020) reforça a importância de incentivos para a sua rentabilidade económica. Os resultados mostram que nenhuma das dimensões de unidades de produção de biometano é viável sem incentivos. No entanto, com *feed-in tariffs,* mesmo modestas, (6 €/MWh) uma unidade de 150 m³/h torna-se viável. No que diz respeito ao apoio governamental através de subsídios ao investimento, as unidades de 150 m³/h tornam-se rentáveis com um subsídio de apenas 10 % do investimento total, enquanto as unidades de menor dimensão não alcançam rentabilidade mesmo quando beneficiam de um subsídio de 50 %, indicando a importância das economias de escala.

Por outro lado, os **Contratos por Diferença (CfD)** são um mecanismo de apoio que garante estabilidade de preços a produtores de biometano, reduzindo ainda o risco associado à volatilidade do mercado. O Estado define um preço de exercício e compara-o com o preço de mercado: se este for inferior, o produtor recebe a diferença; se for superior, devolve o excedente. De acordo com a *Florence School of Regulation*, os CfD permitem reduzir o risco de mercado para os produtores e, simultaneamente, proteger os consumidores de oscilações excessivas dos preços da energia. Os CfD são comuns na eletricidade renovável, e apresentam elevado potencial para a produção do biometano[33].

A nível internacional, vários países têm implementado políticas de incentivo para expandir o setor do biometano. Na **Dinamarca**, foi aprovado em 2024 um programa de apoio de 1,7 mil milhões de euros, destinado a promover a produção de biometano e e-metano para injeção na rede nacional de gás[34], que oferece um ***premium*** sobre o preço de mercado do gás natural por cada GJ de gás renovável produzido, pago durante 20 anos, para assegurar a competitividade destes combustíveis. Os beneficiários são selecionados através de concursos públicos competitivos, com cinco rondas de licitação entre 2024 e 2030. A expectativa é que

[33] Biomethane incentives and their effectiveness — Task Force 1, Biomethane Industrial Partnership, BIP Europe, fevereiro 2024. https://bip-europe.eu/wp-content/uploads/2024/04/BIP-TF1_Biomethane-incentives-and-their-effectiveness-Final.pdf

[34] "The Danish scheme", Comissão Europeia (17 de dezembro de 2024): https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_24_6464

o programa permita gerar cerca de 7,9 PJ de gases renováveis por ano, contribuindo para reduzir emissões em 450 mil toneladas de $CO_2$ anuais até 2033. Em **França**, o apoio ao biometano é baseado em **tarifas *feed-in*** (FiT) com contratos de 15 anos, cujos valores variam entre 46 e 139 €/MWh, dependendo da capacidade da instalação e das matérias-primas utilizadas. Desde 2020, novas regras ajustaram as tarifas para refletir a alteração dos custos tecnológicos, com valores entre 55 e 122 €/MWh, além de ***premiums* adicionais** para o uso de matérias-primas sustentáveis, como efluentes pecuários e lamas de ETAR. Em **Itália**, o "Novo Decreto sobre o Biometano" de 2022 introduziu um esquema de incentivos que combina contribuições de capital e tarifas *feed-in*. As centrais de biometano podem receber até 40 % de apoio sobre os custos elegíveis, com limites de investimento que variam conforme o tipo e a capacidade da instalação. Além disso, as centrais podem beneficiar de tarifas *feed-in* diferenciadas, com valores que vão de 62 €/MWh para unidades alimentadas por resíduos orgânicos a 115 €/MWh para pequenas unidades agrícolas.

Os exemplos internacionais demonstram **a importância de políticas de incentivo estruturadas, como tarifas *feed-in*, Contratos por Diferença, isenções fiscais e apoios ao investimento**, para viabilizar a produção de biometano. Em Portugal, a implementação de medidas semelhantes, como as previstas no PRR, é essencial para fomentar a transição energética e o desenvolvimento do setor de biometano, promovendo a descarbonização e a sustentabilidade do sistema energético nacional.

## 14. Custos de Ligação à Rede

As centrais de biometano podem ser ligadas à rede de distribuição, à rede de transporte ou operar sem ligação direta à rede[35]. A decisão depende de diversos fatores, nomeadamente da dimensão da central e da proximidade entre a central e a rede, que influencia em grande medida os custos de ligação. Em alternativa, as centrais podem produzir bio-CNG ou bio-LNG no local, evitando a ligação à rede e permitindo o transporte por camião para postos de abastecimento ou consumidores finais, sendo esta opção especialmente relevante em zonas

[35] European Biogas Association (2025). Statistical Report 2025 (https://www.europeanbiogas.eu/news/eba-statistical-report-2025)

rurais ou com acesso limitado à rede de gás. Atualmente, **57 % das centrais de biometano ativas na Europa estão ligadas à rede de distribuição e 20 % à rede de transporte**. Já 9 % das centrais europeias de biometano não possuem ligação à rede, e o estado de ligação à rede dos restantes 14 % não se encontra registado na base de dados da Associação Europeia de Biogás.

Diversos países nos quais a produção de biometano se tem tornado muito expressiva aplicam mecanismos de partilha dos custos de ligação à rede. **Na Alemanha, aproximadamente 75 % dos custos de ligação são suportados pelo operador da rede**[36]. Para ligações até 1 km, o investimento máximo do produtor é de 250.000 €; para ligações superiores a 10 km, o produtor cobre os custos adicionais. **Em França, 60 % do custo da ligação à rede é suportado pelas tarifas da rede e 40 % pelo produtor**, até um limite de 600.000 €; acima deste valor, o custo é totalmente suportado pelo produtor[37]. Os custos de reforço da rede são integralmente cobertos pelos operadores. **Na Irlanda, 70 % do custo de ligação é coberto pelas tarifas da rede,** sujeito a um teste económico**, e 30 % é pago pelo produtor** antes da construção[38]. O teste económico exige que, nos primeiros 10 anos, as receitas tarifárias sejam iguais ou superiores à contribuição de 70 %; caso contrário, o produtor paga um valor adicional. **Em Itália,** para ligação à rede de **transporte**, **parte do investimento é coberta pelo operador** e incluída na tarifa de transporte, sendo o restante pago pelo produtor, com um desconto adicional de 20 % para projetos de biometano. Já para ligação à rede de **distribuição**, aplica-se uma repartição de **80 % pelo produtor e 20 % pelo operador**[39]. Note-se que as várias percentagens referidas anteriormente nem sempre são diretamente comparáveis porque se podem referir a componentes de custos não sobreponíveis.

Seguindo as ideias do modelo vigente no sector elétrico, em Portugal, os custos associados à ligação à rede eram suportados integralmente pelo produtor[40], o que poderia comprometer a viabilidade económica dos projetos de produção de biometano. Esta situação foi alterada pelo DL 94/2026 onde se introduziu uma **partilha de custos** entre produtor e operador.

[36] Gas Network Access Ordinance – GasNZV (Artigo 33)
[37] Code de l'énergie – Artigos D.453-20 a D.453-25.
https://www.legifrance.gouv.fr/codes/section_lc/LEGITEXT000023983208/LEGISCTA000038706083/
[38] Gas Act (1976), Sustainable Energy Act (2002) e subsequentes emendas.
[39] Delibera ARERA n. 220/2023/R/gas e Delibera n. 131/2024
[40] Decreto-Lei 62/2020. https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/62-2020-141377978

Os exemplos de países com setores de biometano mais maduros sugerem que a partilha de custos entre produtores e operadores de rede p constitui um **mecanismo útil e eficaz** para promover o desenvolvimento destes projetos[41]. A partilha de custos toma a forma da sua socialização, ou seja, do financiamento parcial dos custos da ligação a ser feita com incrementos tarifários pagos pela generalidade dos utilizadores. Caso os custos de ligação fossem parcialmente partilhados com o operador da rede, o impacto unitário na fatura dos consumidores tenderia a ser reduzido por cada nova ligação. Uma vez que as tarifas são aplicadas de forma uniforme a uma base alargada de utilizadores, isto permitiria diluir os encargos por um número elevado de consumidores e por grandes volumes de energia distribuída. Deste modo, cada investimento quando repartido por todo o sistema traduz-se em acréscimos marginais nas tarifas. Esta medida poderia ter um impacto muito positivo para os produtores de biometano, ao reduzir uma das principais barreiras ao investimento inicial e facilitar a viabilidade económica dos projetos. Efetivamente, podemos considerar a existência de dois tipos de falhas de mercado que justificarão a desejabilidade de uma política pública socializando os custos de ligação. Em muitos casos, os custos de ligação à rede são significativos e podem comprometer investimentos viáveis, dadas as imperfeições dos mercados financeiros, com restrições de liquidez e de financiamento. A sua partilha melhoraria a rentabilidade esperada, estimularia novas decisões de investimento e contribuiria para dinamizar a oferta nacional de biometano. A outra falha de mercado é a existência de externalidades de rede (network externalities), na medida em que, pelo menos em fases iniciais, o valor de uma rede para um consumidor aumenta com o número de participantes. Neste caso, os consumidores atribuirão um valor maior ao acesso à rede de biometano se o número de produtores com ligação for maior, assegurando disponibilidade de maiores volumes e uma melhor responsividade às necessidades da procura.

Em Portugal, o Decreto-Lei n.º 94/2026 introduziu um mecanismo de comparticipação dos custos de investimento (CAPEX) associados à ligação de produtores de gases renováveis à rede, cuja metodologia de aplicação foi recentemente submetida a consulta pública pela ERSE. Os custos de operação e manutenção (OPEX) das infraestruturas de ligação são tratados separadamente, no âmbito das responsabilidades dos operadores de rede. Os exemplos

[41] Biomethane Industrial Partnership. Task Force 4.4. Optmising the cost of biomethane grid injection (2024). https://www.eera-bioenergy.eu/wp-content/uploads/2024/12/BIP_Task-Force-4.4_Optmising-cost-biomethane-grid-injection_Sept2024-4.pdf

internacionais indicam **a relevância da partilha de custos de ligação,** para dinamizar e viabilizar a produção de biometano.

# Secção IV: Consequências da falta de concretização do potencial de biometano no PAB

## 15. Consequências para a Indústria

**Se Portugal não aproveitar o potencial do biometano identificado no Plano de Ação para o Biometano (PAB), o impacto não será apenas ambiental, mas também estrutural para diversos setores industriais.** Em particular, setores como os da cerâmica e do vidro, com necessidades de energia elevadas e contínuas, enfrentam custos crescentes de aquisição de licenças de emissão no âmbito do CELE, apesar de a necessidade e ambição de transição energética não ser apenas comum a esses setores, considerados "hard to abate".

A indústria europeia consumiu, em 2023, cerca de 2 491 TWh de energia, representando 25% do consumo total da UE, sendo que **31,2 %** desse consumo foi assegurado por **gás natural** (EBA, 2025[42]; Eurostat[43]). Apenas 11,2 % da energia industrial proveniente de fontes renováveis utilizada, foi maioritariamente proveniente de biomassa (EBA, 2025).

As **indústrias intensivas em energia (EIIs) são responsáveis por mais de 60 % do consumo energético industrial** e por cerca de 530 $MtCO_2$/ano, equivalente a 14 % das emissões totais de GEE da UE (EBA, 2025). Em Portugal, esta realidade traduz-se numa exposição ao aumento do preço do carbono no âmbito do CELE, particularmente em setores dependentes do gás fóssil, que ficam cada vez mais vulneráveis.

Por exemplo, a indústria europeia do **vidro** consome cerca de 61 TWh/ano, dos quais 65 % são assegurados por gás natural, sobretudo em fornos que operam a temperaturas superiores a 1 500 °C (EBA, 2025; Glass Alliance Europe[44]). Mesmo os fornos elétricos mais avançados

[42] European Biogas Association (2025). Statistical Report 2025 (https://www.europeanbiogas.eu/news/eba-statistical-report-2025)
[43] European Commission. Eurostat. (2025) (https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Final_energy_consumption_in_industry_-_detailed_statistics#Paper.2C_pulp_and_%20printing_industr)
[44] Glass Alliance Europe. Meet the World of Glass. https://www.glassallianceeurope.eu/

continuam a necessitar de gás natural, por exemplo para garantir estabilidade térmica. O biometano destaca-se como solução, pois é compatível com as infraestruturas existentes e tem uma pegada carbónica até seis vezes inferior à do gás natural (Saint-Gobain Glass[45]). O setor destaca que o principal obstáculo se foca na disponibilidade e o preço do biometano. A competitividade do setor pode depender do acesso estável a este combustível renovável, sob pena de haver deslocação de produção para outros países com biometano mais acessível ou regulamentação energética menos restritiva.

Já na **cerâmica**, os processos de cozedura a altas temperaturas dependem fortemente do gás natural, não sendo a eletrificação pura viável devido a limitações técnicas, de capacidade instalada e de rede elétrica. A Associação Europeia da Indústria Cerâmica identifica a substituição do gás natural por biometano como uma das formas mais eficazes e custo-eficientes de reduzir emissões (Furszyfer Del Rio et al., 2022[46]).

Os produtores cerâmicos em Portugal enfrentam desafios adicionais: para aceder a financiamentos europeus ou cumprir objetivos de sustentabilidade, é necessário utilizar uma percentagem mínima de gases renováveis. Por outro lado, a indústria portuguesa enfrenta forte concorrência internacional, por exemplo, da Índia, onde os produtos entram no mercado europeu a preços muito inferiores e sem as mesmas restrições de sustentabilidade, e as taxas de antidumping na ordem dos 7 % não oferecem proteção efetiva. Por outro lado, a versão atual do CBAM (*Carbon Border Adjustment Mechanism*), o instrumento que corrigirá importações de países sem taxas de carbono, não inclui o setor da cerâmica. Neste contexto, descarbonizar a indústria é fundamental para garantir a competitividade e a sustentabilidade do setor, sendo o biometano uma solução muito viável, desde que esteja disponível em quantidade suficiente e a um preço compatível com a operação industrial.

Na **metalurgia**, o setor é heterogéneo, abrangendo desde pequenas e médias empresas até grandes grupos exportadores como a Autoeuropa. Embora seja bastante eletrificado, o setor continua a depender significativamente de gás natural para processos de aquecimento e tratamentos de superfície, essenciais para a qualidade do produto, com o gás a representar

[45] https://www.saint-gobain-glass.com/biomethane-tests-flat-glass-production
[46] Dylan D. Furszyfer Del Rio, Benjamin K. Sovacool, Aoife M. Foley, Steve Griffiths, Morgan Bazilian, Jinsoo Kim, David Rooney, Decarbonizing the ceramics industry: A systematic and critical review of policy options, developments and sociotechnical systems, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 157, 2022, 112081, ISSN 1364-0321, https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112081.

aproximadamente 20 % do mix energético e a eletricidade a representar cerca de 70 %. Porém, a eletrificação total ainda não substitui completamente as necessidades térmicas devido a limitações tecnológicas e de custo. Na metalurgia, o biometano já está a ser testado em contextos industriais reais, como nos projetos da Tata Steel, demonstrando viabilidade técnica, embora exija volumes significativos de gás renovável (EBA, 2025[47]). Neste setor, o biometano surge como uma oportunidade estratégica para avançar na descarbonização sem comprometer a competitividade e a capacidade de exportação, aproveitando a margem de manobra do setor em custos energéticos e a elevada capacidade tecnológica para integrar novas soluções.

Já no setor da **química**, é consumido gás natural não só para produção de energia, mas também como matéria-prima. A indústria química é a maior consumidora industrial de gás na UE, usando mais de 500 TWh por ano, dos quais cerca de 30 % para energia e 70 % como matéria-prima[48]. O biometano pode, portanto, ser usado na produção de produtos farmacêuticos, fertilizantes, plásticos e químicos como metanol, hidrogénio e amónia. No entanto, os dados sobre o uso atual de biometano na indústria química são limitados, pois as estatísticas disponíveis focam-se no consumo energético, subestimando o seu papel como fonte de carbono para síntese química.

Por outro lado, na **indústria têxtil e de vestuário**, 55 % da energia primária usada em 2024 na União Europeia foi de origem fóssil, incluindo principalmente gás natural[49]. Vários processos térmicos, como a tinturaria e a secagem, operam a temperaturas muito elevadas e dependem fortemente deste combustível. A eletrificação total desses processos ainda não é viável, pois exigiria uma capacidade instalada muito elevada e aumentaria os custos energéticos em múltiplas vezes em relação ao gás natural. No entanto, nesta indústria, a substituição de combustíveis fósseis por fontes renováveis tem potencial para reduzir emissões em até 95 %, sem comprometer a produção (Bioenergy News[50]). Neste contexto, o biometano surge como uma solução estratégica: além de reduzir a pegada de carbono, permite contribuir para a resiliência da cadeia de abastecimento do gás natural, que pode variar de forma rápida e

[47] European Biogas Association (2025). Statistical Report 2025 (https://www.europeanbiogas.eu/news/eba-statistical-report-2025)
[48] European Biogas Association (2025). Statistical Report 2025 (https://www.europeanbiogas.eu/news/eba-statistical-report-2025)
[49] EURATEX, 2024.
[50] https://www.bioenergy-news.com/news/biomass-boiler-in-portugal-textiles-factory-cuts-co2-emissions-by-95/

significativa, como se verificou durante a crise energética na Europa causada pela guerra na Ucrânia em 2022–23[51]. Secções do setor mais intensivas em energia beneficiariam do biometano para descarbonizar mantendo a competitividade, desde que haja acesso a preços compatíveis e políticas de apoio adequadas.

O setor do **cimento** é uma das indústrias mais intensivas em energia e enfrenta desafios exigentes no processo de descarbonização. Nos últimos anos, as empresas têm realizado investimentos significativos para tornar a matriz energética mais eficiente e flexível, tendo os combustíveis alternativos correspondido a 40 % da energia total utilizada em 2018[52]. Apesar de o gás natural ter atualmente um peso reduzido no *mix* energético do setor do cimento, continua a ser importante em fases do processo produtivo que exigem temperaturas muito elevadas, elevado poder calorífico e grande estabilidade térmica. Nestes casos, o biometano surge como uma alternativa atrativa, por poder substituir diretamente o gás natural utilizando a infraestrutura existente, sem necessidade de grandes adaptações industriais. Ao mesmo tempo, a indústria cimenteira enfrenta crescente pressão regulatória no âmbito do CELE. Assim, o biometano é visto como uma opção relevante, dependendo da existência de oferta suficiente e competitividade económica face a outras fontes de energia.

O setor da **fundição** é estratégico para a indústria portuguesa, fornecendo componentes essenciais para setores como automóvel, aeronáutica e construção. É um setor exportador e integrado em cadeias industriais internacionais, onde a competitividade depende da adaptação às exigências ambientais crescentes dos clientes e mercados externos. O gás natural representa aproximadamente 33 % do consumo energético do setor[53], sendo particularmente relevante para os metais não ferrosos, especialmente o alumínio, já que alternativas como hidrogénio renovável ou sistemas híbridos ainda não têm maturidade tecnológica suficiente. O setor aguarda desenvolvimentos no biometano, procurando soluções que estejam maduras e sejam economicamente viáveis.

O setor do **papel** e da **pasta de papel** utiliza mais de 70 % de energia de fonte renovável, mas continua a depender do gás natural, que representa cerca de 10 % do seu mix energético[54].

[51] Textiles of the Future: Partnership under Horizon Europe. Strategic Research & Innovation Agenda. July 2024. https://cms.extranet.textile-platform.eu/uploads/Final_Draft_SRIA_90cfe269e8.pdf
[52] Roteiro Associação Portuguesa de Cimento (ATIC): https://www.atic.pt/roteiro-2050-5/
[53] Website Associação Portuguesa de Fundição: https://apf.com.pt
[54] Website da Biond: https://www.biond.pt/sustentabilidade/

Para este setor, é importante descarbonizar mantendo a competitividade. Embora a eletrificação tenha potencial em algumas aplicações, ainda não substitui totalmente o gás natural em processos térmicos contínuos e exigentes. Neste contexto, o biometano surge como solução promissora, por permitir reduzir emissões usando os processos e infraestruturas existentes, desde que a custos competitivos. Finalmente, o setor já tem experiência em bioenergia, recorrendo a biomassa residual e subprodutos internos para cogeração de calor e eletricidade, e algumas empresas estudam projetos próprios de biometano e biorrefinaria.

O setor **agroalimentar** depende do gás natural para a produção de vapor utilizado em processos térmicos essenciais. Sendo uma atividade abrangida pelo CELE, para instalações com mais de 20 MW térmicos, a redução progressiva das licenças de emissão atribuídas gratuitamente, reforça a necessidade de descarbonizar, até porque grande parte das emissões resulta do gás natural. Neste contexto, o biometano surge como solução relevante, por substituir diretamente o gás natural sem alterações significativas nos equipamentos existentes. Além disso, o setor dispõe de subprodutos, como efluentes orgânicos e glicerina da produção de biodiesel, com potencial para produção de biogás e biometano. Contudo, apesar do interesse e de projetos piloto, a principal barreira continua a ser económica: os custos de produção do biometano permanecem elevados face ao preço do gás natural e ao valor atual do carbono. Assim, o potencial existe, mas a sua concretização dependerá de condições de mercado e incentivos adequados.

Na **União Europeia**, existem vários mercados maduros de biometano, por exemplo na Alemanha, França, Itália e Dinamarca, que têm permitido uma substituição progressiva do gás natural por biometano em diferentes setores industriais. Estes mercados beneficiam, em geral, de quadros regulatórios mais desenvolvidos e mecanismos de apoio ao investimento, o que facilita a expansão da produção e da injeção na rede. Em Itália, o biometano é predominantemente direcionado para o setor dos transportes. Na Bélgica, o seu uso concentra-se sobretudo na indústria, enquanto na Suíça e no Reino Unido é maioritariamente utilizado em edifícios[55]. Em **Portugal**, o biometano apresenta um potencial relevante, associado à disponibilidade de recursos e à existência de setores industriais com consumos

[55] EBA. Statistical Report 2025. Tracking Biogas and Biomethane Deployment across Europe. European Biogas Association, 2025. https://www.europeanbiogas.eu/publication/eba-statistical-report2025/.

significativos de gás natural. Este potencial poderá ser dinamizado através do desenvolvimento de projetos de produção e da criação de um enquadramento regulatório mais favorável, permitindo reduzir a dependência de combustíveis fósseis.

Finalmente, a **substituição completa do gás natural por eletricidade nos processos industriais de aquecimento não é tecnicamente viável em determinadas aplicações, enfrentando ainda importantes limitações técnica e económicas.** Em 2025, o preço médio anual da eletricidade grossista em Portugal foi de cerca de 66 €/MWh, prevendo-se valores semelhantes para 2026[56]. Já o gás natural apresenta preços grossistas entre 30–40 €/MWh[57], gerando um rácio custo eletricidade/gás tipicamente entre 1,7:1 e 2,2:1, dependendo da tensão e do regime de fornecimento. Esta diferença é ainda mais evidente em períodos de ponta do sistema elétrico, enquanto em horas de vazio o rácio é menor, mas permanece significativo. Finalmente, a comparação entre vetores energéticos deve considerar não apenas os preços grossistas, mas o custo final suportado pelos consumidores industriais, incluindo tarifas de acesso às redes, encargos de sistema e restantes componentes reguladas. Em Portugal, para vários perfis industriais, o custo final da eletricidade continua superior ao do gás natural, sobretudo em consumos contínuos e intensivos. Um exemplo é o setor da cerâmica, cujos processos produtivos exigem temperaturas entre 800 °C e 2.000 °C, elevada estabilidade térmica e operação permanente. Nestes casos, a substituição direta do gás natural por eletricidade enfrenta limitações técnicas e implica investimentos elevados em novos equipamentos e reforço da ligação à rede elétrica. Adicionalmente, na produção de porcelana, a energia representa cerca de 10 % a 18 % dos custos totais[58]. Neste contexto, o biometano surge como alternativa particularmente relevante, por permitir reduzir emissões utilizando a infraestrutura existente e mantendo os processos produtivos atuais. Deste modo, apesar da eletrificação ser uma estratégia muito importante para a transição energética, não substitui de forma economicamente viável o gás natural para diversas aplicações térmicas, mesmo com incentivos regulatórios. O gás natural continua a ser significativamente mais competitivo, e o sucesso da integração do biometano como alternativa renovável dependerá

[56] APREN. Boletim de Mercado de Eletricidade – Portugal, 2025. https://www.apren.pt/contents/publicationsreportcarditems/jun2025-boletim-pt.pdf Mercado Ibérico de Gás. https://www.mibgas.es/pt. (Consultado a fevereiro de 2026)
[57] Mercado Ibérico de Gás. https://www.mibgas.es/pt. (Consultado a fevereiro de 2026)
[58] Portal de Medidas de Eficiência Energética em Sistemas Industriais (MEESI): https://meesi.pt/medidas-setor/ceramica/consumo-de-energia

do seu custo e das políticas de apoio adequadas, permitindo reduzir a dependência de combustíveis fósseis sem afetar a competitividade industrial.

A concretização do potencial de biometano poderá também contribuir para a valorização e sustentabilidade económica das redes de gás existentes, permitindo manter o seu papel na descarbonização dos consumos industriais. Pelo contrário, a ausência de alternativas renováveis competitivas poderá acelerar a redução dos volumes distribuídos ou a saída de consumidores industriais da rede, criando pressão sobre as tarifas de acesso.

Em conclusão, **sem o aproveitamento do potencial de biometano previsto no PAB**, a indústria portuguesa ficará mais **vulnerável a flutuações na fiabilidade da cadeia de abastecimento do gás natural e ao aumento do preço do carbono no âmbito do CELE, num contexto de alternativas tecnológicas limitadas.** O biometano pode ser uma solução eficaz contribuindo para reduzir emissões e preservar a competitividade dos setores industriais intensivos em energia, seguindo a trajetória já observada na União Europeia. Sem biometano, a descarbonização de determinados processos industriais poderá ficar comprometida.

## 16. Consequências para as Redes

A substituição progressiva do gás natural por gases renováveis, nomeadamente biometano, permite conciliar a descarbonização dos consumos com a continuidade da utilização das infraestruturas de transporte e distribuição existentes, sempre que técnica e economicamente justificável. As projeções do PAB preveem a substituição de cerca de 9 % do consumo de gás natural por biometano até 2030 e 18,6 % até 2040, integrando gases renováveis nas infraestruturas existentes e reduzindo a dependência de gás fóssil importado, exposto **a choques de oferta e a riscos geopolíticos**. As infraestruturas de gás são exploradas em regime de concessão de serviço público, revertem para o Estado no termo da concessão e são remuneradas através das tarifas de acesso às redes pagas pelos utilizadores ligados ao sistema.

É aqui que reside o risco. Os custos das redes são maioritariamente fixos e, em grande parte, já incorridos. Se a procura contrair sem que exista alternativa renovável disponível na rede, esses custos serão repartidos por um volume cada vez menor, o que se traduz num aumento

da tarifa unitária de acesso mais que proporcional à quebra de consumo. Esse encargo recairá sobre quem não pode sair da rede, tipicamente famílias com menor capacidade de investimento e indústrias sem alternativa técnica à eletrificação. Mais do que um risco para os operadores, é um risco de equidade e de competitividade.

Importa acrescentar que há um custo que não desaparece com a saída dos consumidores: o investimento ainda por recuperar numa infraestrutura pública, que continuará a ter de ser pago, por quem permanece ligado ou pelo Estado. Deixar de usar uma rede não é o mesmo que deixar de a pagar.

O calendário agrava este risco. A cerca de quatro anos de 2030, o modelo de remuneração e incentivo à produção de biometano ainda está em definição (Despacho n.º 5824/2026). Do lado da produção, quem tem resíduos para valorizar não investe sem regras estáveis. Do lado do consumo, quem depende do gás não tem ainda alternativa renovável a que recorrer. No meio estão redes que servem milhões de pessoas, cujo futuro arrisca ser decidido pela inércia e não por uma escolha consciente do país.

Para além do aproveitamento das infraestruturas existentes, a integração de gases renováveis poderá também contribuir para reduzir os custos globais da transição energética. Neste sentido, um estudo da consultora Roland Berger para a Floene[59] mostra que até 2050 a **integração de gases renováveis, em particular o biometano, na rede de gás, em combinação com eletricidade, pode gerar poupanças globais de cerca de 2 500 milhões de euros face a um cenário de eletrificação extensiva.** O mesmo estudo indica a injeção de biometano na rede como a via de menor custo para reduzir a dependência de combustíveis fósseis do país, em complementaridade com o sistema elétrico e reforçando a diversificação e a segurança de abastecimento.

A questão não é escolher entre eletrões e moléculas, mas garantir que ninguém fica sem escolha. Para que o potencial do PAB se concretize, são necessárias três condições. Quem produz precisa de saber com o que conta: um modelo de incentivo estável, que torne o investimento financiável. Quem quer injetar precisa de saber o caminho: regras claras de ligação à rede, com custos repartidos de forma transparente pela regulação. E quem consome precisa de saber que a rede que o serve hoje faz parte do plano para amanhã: a integração do

[59] https://rededefuturo.floene.pt/visao-do-futuro/

biometano no planeamento das redes e no próximo período regulatório, em particular grande parte da indústria produtiva nacional.

# Secção V: Avaliação global e análise SWOT

O biometano apresenta-se como um setor estratégico para a transição energética, mas enfrenta desafios significativos. Em Portugal, o PAB 2024–2040 estima um **custo nivelado de produção (*Levelized Cost of Energy* - LCOE) de 116 €/MWh sem apoios e 88 €/MWh com subsídios de CAPEX de 40 %,** evidenciando os desafios de competitividade económica do biometano face ao gás natural e a importância dos mecanismos de apoio para a viabilização dos projetos.

O valor de substituição do gás natural associado ao potencial de biometano pode ser estimado com base no preço médio recente do gás natural no mercado grossista (30 €/MWh a fevereiro de 2026[60]) e no potencial técnico calculado de 2,74 TWh/ano, correspondendo a uma receita de cerca de **82,2 milhões €/ano**. Esta abordagem é justificada porque o biometano, após purificação, apresenta características equivalentes ao gás natural, podendo ser injetado na mesma rede e utilizado nas mesmas infraestruturas. Assim, é considerado um substituto do gás natural pela Agência Internacional da Energia, pela Comissão Europeia no âmbito do REPowerEU e pela European Biogas Association, que o identificam como alternativa renovável compatível com a infraestrutura existente de gás natural. Deste modo, esta estimativa reflete o valor de substituição do biometano e os custos evitados de importação de gás natural. As estatísticas da Direção Geral de Energia e Geologia[61] indicam que em 2025 as importações líquidas de gás natural terão sido 3,92 bcm ($10^9$ $m^3$), o que corresponde a 45,95 TWh. A substituição de 2,74 TWh de gás natural importado por produção nacional de biometano corresponderia, em termos energéticos, a cerca de 6% das importações líquidas de gás natural registadas em 2025. Com uma menor dependência do exterior há redução do risco de abastecimento por razões logísticas ou geopolíticas, se bem que a exposição ao risco da volatilidade dos preços não diminua substancialmente dado tratar-se de um mercado global.

[60] Mercado Ibérico de Gás. https://www.mibgas.es/pt. Consultado a fevereiro de 2026)
[61] https://www.dgeg.gov.pt/en/statistics/energy-statistics/natural-gas/imports-exports/

Adicionalmente, um estudo de 2026[62] analisou 11 países da União Europeia entre 2001 e 2022 e concluiu que tanto a **produção como o consumo de biocombustíveis contribuem positivamente para o crescimento económico.** Um aumento de 1 % na produção está associado a um crescimento de 0,018 % do PIB, enquanto um aumento de 1 % no consumo corresponde a um aumento de 0,015 %. O efeito é mais expressivo nas economias de menor dimensão da UE. Os resultados estão alinhados com estudos anteriores. Al-Mulali (2015), ao analisar o período de 2000 a 2010, também concluiu que o consumo de biocombustíveis tem um impacto positivo e significativo no crescimento económico de diversos países da UE.

Relatórios internacionais da IEA, BIP e ENGIE confirmam que os **custos de produção do biometano são superiores aos de outras energias renováveis**. Ao mesmo tempo, a literatura mostra que o **biometano oferece vantagens específicas face a outras fontes renováveis**, nomeadamente a **capacidade de operação flexível**, o seu papel para a **economia circular** e a **possibilidade de injeção direta na rede de gás e utilização pelos consumidores através das infraestruturas e equipamentos existentes, sem exigir, em regra, investimentos significativos ou alterações substanciais nos equipamentos dos consumidores**, o que lhe dá **valor estratégico** (Birman et al. 2021; BIP Europe 2023; IEA 2025).

A **viabilidade económica** dos projetos de biometano pode beneficiar de economias **de escala,** com instalações de maior dimensão a apresentarem potencial para reduzir os custos unitários de produção, especialmente a nível do CAPEX (BIP Europe 2023; IEA 2025). A viabilidade económica dos projetos de biometano depende do **tipo e custo das matérias-primas** (BIP Europe 2023) e da **competição** por matérias-primas. Quanto ao **custo das matérias-primas**, verificou-se que são semelhantes por unidade de biogás produzida (BIP Europe 2023) - resíduos sólidos urbanos, estrume e resíduos agrícolas na Europa situam-se todos entre aproximadamente 35-41 €/MWh. Porém, noutras geografias, os custos das matérias-primas podem ser significativamente mais baixos. A **competição** pelo acesso às matérias-primas poderá surgir se a procura aumentar e a oferta não acompanhar, podendo ocorrer uma rápida subida de preços. No entanto, esta competição pelas matérias-primas dependerá do seu tipo e rendimento energético. Para matérias-primas de moderado rendimento energético, como chorumes e estrume de vaca, a competição é limitada devido aos custos de transporte, sendo

[62] Hasan, M. Biofuels, green finance, and economic expansion: empirical evidence from the European Union. Financ Innov 12, 40 (2026). https://doi.org/10.1186/s40854-025-00825-5. O estudo não se refere especificamente ao biometano.

geralmente obtidas localmente. Para matérias-primas de alto rendimento, como glicerina ou óleos residuais, os custos de transporte são menos limitantes, não existindo aumento automático da oferta se a procura subir.

Atualmente, é difícil prever com precisão a evolução futura do setor, existindo incerteza sobre fatores como a disponibilidade/competição e o custo das matérias-primas, a evolução tecnológica, os preços da energia e o enquadramento político e regulatório.

A viabilidade económica dos projetos de biometano depende também de **políticas públicas de incentivo**. Estudos mostram que **subsídios e tarifas de venda garantida são essenciais para garantir retorno financeiro**, especialmente em unidades de menor dimensão. A cotação internacional do biometano em mercado, especialmente sem apoios, é em alguns casos inferior atualmente ao seu custo de produção, o que reforça a necessidade de mecanismos de incentivo para o começo do desenvolvimento deste setor. Assim, a literatura sobre o biometano, abrangendo diferentes geografias, é consistente ao demonstrar que os incentivos governamentais são muito importantes para garantir taxas de retorno positivas e atrair investimento privado, sobretudo em fases iniciais de desenvolvimento do mercado.

Apesar das incertezas sobre evolução tecnológica, preços e regulamentação, **o biometano tem potencial para desempenhar um papel relevante na descarbonização**, valorização de resíduos, segurança energética e aproveitamento das infraestruturas de gás existentes, desde que apoiado por um quadro regulatório estável, mecanismos de incentivos adequados e planeamento integrado do setor.

## Análise SWOT

| FORÇAS (*Strengths*) | Fraquezas (*Weaknesses*) |
|---|---|
| ● Rede Pública de Gás (RPG) existente e compatível, que assegura acesso imediato ao consumo sem novo investimento estrutural<br>● Disponibilidade de matérias-primas: biorresíduos, lamas de ETAR, efluentes pecuários, resíduos agrícolas e agroindustriais<br>● Infraestrutura já instalada de digestão anaeróbia em ETAR, aterros e agroindústrias, permitindo reconversão mais rápida<br>● Enquadramento estratégico definido (PAB 2024-2040) e alinhamento com o PNEC 2030 e a Diretiva RED III<br>● Contributo claro para a redução de emissões de GEE<br>● Externalidades positivas significativas: resolução de problemas ambientais, economia circular, criação de emprego, apoio a zonas de baixa densidade<br>● Potencial para valorizar múltiplos coprodutos: digerido (biofertilizante), bio$CO_2$, água tratada | ● Produção nacional ainda muito reduzida<br>● Custo de produção superior ao do gás natural, dependente de mecanismo de apoio<br>● Complexidade e morosidade do licenciamento<br>● Regulamentação do digerido incompleta (normas técnicas, certificação)<br>● Ausência de mecanismo de remuneração e incentivo à produção<br>● Elevada dispersão geográfica da oferta de matérias-primas/resíduos<br>● Custos e regras de ligação à rede ainda por estabilizar<br>● Baixa perceção pública e institucional do valor económico do biometano<br>● Necessidade de alinhamento de políticas públicas setoriais (ambiente, energia, agricultura, economia)<br>● Desfasamento entre produção contínua e consumo sazonal, exigindo soluções de inversão de fluxos nas infraestruturas |
| **OPORTUNIDADES (*Opportunities*)** | **AMEAÇAS (*Threats*)** |
| ● Definição integrada de política industrial, agrícola, ambiental e energética<br>● Resolução de problemas ambientais consolidados no país<br>● Crescimento acelerado do biometano na Europa<br>● Reforço da recolha seletiva e valorização de biorresíduos urbanos, impulsionando a produção de biometano em Portugal.<br>● Reforçar a diversificação de fontes de energia endógenas<br>● Crescimento da procura por gás renovável<br>● Integração de biometano nas redes de gás, contribuindo para a competitividade do sistema energético e a descarbonização dos consumos.<br>● Possibilidade de substituição de gás natural importado, reforçando a soberania e segurança energética<br>● Mercado europeu de garantias de origem e obrigações de incorporação de renováveis (REDIII), valorizando a produção nacional<br>● Mercado emergente de bio$CO_2$ para setores industriais e agrícolas<br>● Expansão da economia circular e apetência por fertilizantes alternativos, valorizando o digerido<br>● Reconversão de infraestruturas existentes de biogás<br>● Criação de emprego qualificado e dinamização de territórios rurais<br>● Entrada em vigor do ETS2, tornando o gás natural mais caro, reforçando a competitividade relativa do biometano | ● Contração da procura de gás sem substituto renovável, agravando tarifas de quem permanece ligado.<br>● A competição com a eletrificação de consumos, suportada em renováveis de baixo custo pode ser vista como positiva para a Economia em geral, mas afeta negativamente o desenvolvimento do biometano.<br>● Atraso na concretização do PAB face ao horizonte de 2030<br>● Concorrência pelo uso dos resíduos para outros fins (agricultura, extração de compostos de valor, valorização energética, etc)<br>● Dependência de incentivos na fase inicial<br>● Perda de competitividade da indústria consumidora, reduzindo a procura nacional<br>● Exportação de garantias de origem para mercados com maior disposição a pagar, retirando valor ao consumo nacional<br>● Possibilidade de excesso de oferta de resíduos fora de enquadramento regulatório<br>● Volatilidade dos mercados de carbono<br>● Aceitação social e territorial<br>● Risco de incumprimento das metas climáticas<br>● Risco de ativos irrecuperáveis: infraestrutura pública subutilizada ou abandonada antes do fim da sua vida útil, com custos por amortizar a suportar pelos consumidores ou pelo Estado |

# Referências


Alberici S, Toop G, Monchen B, et al (2023) Biogases towards 2040 and beyond

Al-Mulali, U. (2015). The impact of biofuel energy consumption on GDP growth, CO2 emission, agricultural crop prices, and agricultural production. *International Journal of Green Energy*, *12*(11), 1100-1106.

Ammenberg J, Gustafsson M, O'shea R, et al (2021) Perspectives on biomethane as a transport fuel within a circular economy, energy, and environmental system

APA (2024) Relatório Anual Resíduos Urbanos 2023

APA (2021) Estratégia Nacional para a gestão de lamas de ETAR urbanas 2030

Avitabile V, Baldoni E, Baruth B, Bausano G (2023) Biomass production, supply, uses and flows in the European Union Integrated assessment. Publications Office of the European Union

Baena-Moreno FM, Malico I, Rodríguez-Galán M, et al (2020) The importance of governmental incentives for small biomethane plants in South Spain. Energy 206:118158. https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118158

Barampouti EM, Mai S, Malamis D, et al (2020) Exploring technological alternatives of nutrient recovery from digestate as a secondary resource. Renewable and Sustainable Energy Reviews 134:110379. https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110379

BIP Europe (2023) Insights into the Current Cost of Biomethane Production from Real Industry Data

Birman J, Burdloff J, De Peufeilhoux H, et al (2021) Biomethane: potential and cost in 2050

Catalano G, D'Adamo I, Gastaldi M, et al (2024) Incentive policies in biomethane production toward circular economy. Renewable and Sustainable Energy Reviews 202:. https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114710

D'Adamo I, Ferella F, Fuoco M, Gastaldi M (2025) Social acceptance and economic impacts of biomethane: A resource for energy sustainability. Sustain Prod Consum 58:221–236. https://doi.org/10.1016/j.spc.2025.06.021

Devi MK, Manikandan S, Kumar PS, et al (2023) A comprehensive review on current trends and development of biomethane production from food waste: Circular economy and techno economic analysis. Fuel 351:128963. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.128963

e2p (2025) e2p - Energias Endógenas. https://e2p.inegi.up.pt. Accessed 5 Jan 2026

EBA (2026) Digestate in Europe - the state of play in 2026. Brussels, Belgium.

EBA (2025) Statistical Report 2025 Tracking biogas and biomethane deployment across Europe. Brussels, Belgium.

EBA (2023) Statistical Report 2022 - Tracking biogas and biomethane deployment across Europe.

Ellacuriaga M, García-Cascallana J, Gómez X (2021) Biogas Production from Organic Wastes: Integrating Concepts of Circular Economy. Fuels 2:144–167. https://doi.org/10.3390/fuels2020009

Francisco López A, Lago Rodríguez T, Faraji Abdolmaleki S, et al (2024) From Biogas to Biomethane: An In-Depth Review of Upgrading Technologies That Enhance Sustainability and Reduce Greenhouse Gas Emissions. Applied Sciences (Switzerland) 14

GIZ (2018) Digestate as Fertilizer

GPP/INIAV (2021) BIOECONOMIA 2030: Linhas Estratégicas dos Sectores de Produção Primária no Contexto do Desenvolvimento da Estratégia Nacional para a Bioeconomia Sustentável 2030

Hasan, M. (2026) Biofuels, green finance, and economic expansion: empirical evidence from the European Union. Financ Innov 12, 40 https://doi.org/10.1186/s40854-025-00825-5

IEA (2025) World Energy Outlook Special Report Outlook for Biogas and Biomethane A global geospatial assessment

Navigant (2019) Gas for Climate Job creation by scaling up renewable gas in Europe Prepared for: Gas for Climate-Job creation by scaling up renewable gas in Europe

Nayak JK, Ranade V V (2025) Valorisation of digestate: Characteristics, products, processes and potential. Chemical Engineering Journal Advances 24:100887. https://doi.org/10.1016/j.ceja.2025.100887

Ødegaard H, Paulsrud B, Karlsson I (2002) Wastewater sludge as a resource: sludge disposal strategies and corresponding treatment technologies aimed at sustainable handling of wastewater sludge. Water Science and Technology 46:295–303. https://doi.org/10.2166/wst.2002.0358

PAB (2024) Plano de Ação para o Biometano 2024-2040

Selvaraj PS, Periasamy K, Suganya K, et al (2022) Novel resources recovery from anaerobic digestates: Current trends and future perspectives. Crit Rev Environ Sci Technol 52:1915–1999. https://doi.org/10.1080/10643389.2020.1864957

Vaneeckhaute C, Lebuf V, Michels E, et al (2017) Nutrient Recovery from Digestate: Systematic Technology Review and Product Classification. Waste Biomass Valorization 8:21–40. https://doi.org/10.1007/s12649-016-9642-x

Wang W, Chang J-S, Lee D-J (2023) Anaerobic digestate valorization beyond agricultural application: Current status and prospects. Bioresour Technol 373:128742. https://doi.org/10.1016/j.biortech.2023.128742