

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS

CAROLINA COSTA ALBORGHETI
CASSANDRA HEAZER MOMBO MOUSSAVOU

Análise do desempenho econômico da produção de biometano a partir de
vinhaça de cana-de-açúcar: Influência do tipo e do porte das usinas

São Carlos
2025

CAROLINA COSTA ALBORGHETI
CASSANDRA HEAZER MOMBO MOUSSAVOU

Análise do desempenho econômico da produção de biometano a partir de
vinhaça de cana-de-açúcar: Influência do tipo e do porte das usinas

Monografia apresentada ao Curso de
Engenharia Ambiental, da Escola de
Engenharia de São Carlos da Universidade de
São Paulo, como parte dos requisitos para
obtenção do título de Engenheiras
Ambientais.

Orientador: Prof. Dr. Lucas Tadeu Fuess

VERSAO CORRIGIDA

São Carlos
2025

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da
EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

A924a Alborgheti Carolina, Moussavou Cassandra
 Análise do desempenho econômico da produção de
 biometano a partir de vinhaça de cana-de-açúcar:
 Influência do tipo e do porte das usinas / Moussavou
 Cassandra Alborgheti Carolina; orientador Lucas Tadeu
 Fuess. São Carlos, 2025.

Monografia (Graduação em Engenharia Ambiental) --
Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de
São Paulo, 2025.

1. Biometano. 2. Vinhaça. 3. cana-de-açúcar. 4.
análise tecno econômica. 5. Usinas sucroenergéticas. 6.
Biodigestão anaeróbia. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato(a): **Carolina Costa Alborgheti e Cassandra Heazer Mombo Moussavou**

Data da Defesa: 04/12/2025

Comissão Julgadora:

Resultado:

Lucas Tadeu Fuess (Orientador(a))

Aprovadas

Carolina Gil Garcia

Aprovadas

Elis Watanabe Nogueira

Aprovadas



Prof. Dr. Marcelo Zaiat

Coordenador da Disciplina 1800091 - Trabalho de Graduação

As nossas famílias, que nunca nos desampararam, e aos amigos, a família escolhida por nós, dedicamos.

AGRADECIMENTOS

As nossas famílias, pais da Carolina, Silvia e Carlos, pais da Cassandra, Valéry e Pierre, por todo amor, carinho, cuidado e dedicação financeira e emocional ao longo dos anos de graduação. Aos irmãos de Carolina, Marina e Diogo, irmãos de Cassandra, Dan e Kimora, e a nossa amada amiga Ana Luiza, por todo apoio, carinho, atenção, lealdade e parceria em todos os momentos, sejam eles bons ou ruins. Sem vocês, que foram os nossos alicerces, todo o nosso processo de formação não haveria de ser tão especial e alegre. Agradecemos por estarem conosco na realização do nosso sonho.

Ao nosso grupo de amigas: Ana Julia, Erika, Gabriela e Lavínia, por estarem sempre ao nosso lado nas aulas, disciplinas, provas e estudos, e por serem nossas maiores apoiadoras e parceiras durante os longos dias em São Carlos, e por compartilharem a experiência universitária juntamente de nós.

Ao nosso professor orientador, Lucas Fuess, por todos os ensinamentos, tempo dedicado, atenção a todo momento e rápidos retornos para nos auxiliar com a máxima paciência e inteligência em cada um dos tópicos e etapas desse trabalho.

Em especial a nossa mascote, Mavie, a cachorrinha Shih Tzu que esteve conosco durante as reuniões, em momentos dificeis e de incertezas, mas que sempre com o seu olhar doce e fofura inigualável, alegrava a mamãe Carolina e a titia Cassandra.

A alegria só é vivida se for compartilhada, e sem vocês, nosso sonho não teria o mesmo significado e sabor.

Nossos mais sinceros agradecimentos!

“Depois do medo vem o mundo”

Clarice Lispector, 1984

RESUMO

ALBORGHETI, Carolina C.; MOUSSAVOU, Cassandra H.M. **Análise do desempenho econômico da produção de biometano a partir de vinhaça de cana-de-açúcar: Influência do tipo e do porte das usinas.** 2025. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2025.

O biometano tem se consolidado como uma alternativa estratégica para a descarbonização do setor energético, pois substitui combustíveis fósseis e contribui para reduzir emissões de gases de efeito estufa. Nesse cenário, as usinas de cana-de-açúcar assumem papel relevante devido ao grande volume de vinhaça gerado na produção de etanol — um resíduo com alto potencial para produção de biogás via biodigestão anaeróbia. Este estudo buscou avaliar a viabilidade técnico-econômica da produção de biometano a partir da biodigestão da vinhaça em diferentes configurações de usinas, considerando três portes (pequeno, médio e grande) e dois tipos de layout (autônomo e anexo). A análise contemplou custos de implantação e operação, produção de biometano, receitas e indicadores econômicos como Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *payback* descontado (PBD), além de dois cenários de uso do biometano: injeção na rede de gás natural e substituição do diesel na frota agrícola. Os resultados indicaram que o aumento do porte eleva os custos de implantação e operação, mas também potencializa a produção de biometano e as receitas. Entre os tipos de usina, as anexas apresentaram melhor desempenho econômico, especialmente no cenário de substituição do diesel, onde o porte grande alcançou VPL de US\$150 milhões, TIR de 28,9% e *payback* de 3,3 anos. Essa alternativa se mostrou a mais vantajosa, tanto pelo retorno financeiro quanto pelo potencial de mitigação de emissões, reforçando o papel das usinas sucroenergéticas na integração energética e na descarbonização do setor.

Palavras-chave: biometano; vinhaça; cana-de-açúcar; análise tecno econômica; usinas sucroenergéticas; biodigestão anaeróbia.

ABSTRACT

ALBORGHETI, Carolina C.; MOUSSAVOU, Cassandra H.M. **Economic performance analysis of biomethane production from sugarcane vinasse: Influence of plant type and scale.** 2025. Monograph (Bachelor's degree thesis) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2025.

Biomethane has emerged as a strategic alternative for decarbonizing the energy sector, as it replaces fossil fuels and helps reduce greenhouse gas emissions. In this context, sugarcane mills play a key role due to the large volume of vinasse generated during ethanol production—a residue with high potential for biogas production through anaerobic digestion. This study aimed to assess the techno-economic feasibility of producing biomethane from vinasse biodigestion in different mill configurations, considering three scales (small, medium, and large) and two layouts (autonomous and annexed). The analysis included installation and operating costs, biomethane production, revenues, and economic indicators such as Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), and discounted payback period (DPB), as well as two biomethane utilization scenarios: injection into the natural gas grid and replacement of diesel in the agricultural fleet. The results showed that increasing plant size raises installation and operating costs but also enhances biomethane production and revenue. Among the mill types, annexed plants demonstrated superior economic performance, particularly in the diesel replacement scenario, where large-scale operations achieved an NPV of US\$150 million, IRR of 28.9%, and payback of 3.3 years. This alternative proved to be the most advantageous, both in terms of financial return and emissions mitigation potential, reinforcing the role of sugarcane mills in energy integration and decarbonization, and consolidating biomethane as a viable and strategic solution for the sector.

Keywords: biomethane; vinasse; economic analysis; sugarcane biorefineries; anaerobic digestion.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Produção de etanol e açúcar a partir da cana-de-açúcar.....	18
Figura 2: Etapas da digestão anaeróbia: rotas metabólicas e grupos microbianos envolvidos.	20
Figura 3: Número de plantas de biogás em operação no Brasil, em 2022.....	25
Figura 4: Plantas de biogás no Brasil em 2023.....	27
Figura 5: Potencial de produção de biometano por resíduos do setor sucroenergético, sendo Total com pp o valor total quando se somam todos os três resíduos.....	28
Figura 6: Cenários de biorrefinarias definidos por tipologia e porte. Legenda: P – pequeno porte, M – médio porte, G – grande porte.....	38
Figura 7: Vazão da vinhaça nas plantas fermentativa e metanogênica referente a cada cenário..	
49	
Figura 8: Carga orgânica aplicada na planta fermentativa referente a cada cenário.....	50
Figura 9: Carga orgânica aplicada na planta metanogênica referente a cada cenário.....	50
Figura 10: Custos totais de instalação e transporte do biogás na planta fermentativa.....	56
Figura 11: Custo anual de operação na planta fermentativa.....	56
Figura 12: Custos totais de instalação e transporte de biogás na planta metanogênica.....	57
Figura 13: Custo anual de operação na planta metanogênica.....	58
Figura 14: Produção de biometano nos diferentes portes e tipos de usinas.....	59
Figura 15: Valor Presente Líquido dos cenários de estudo.....	61
Figura 16: Taxa de Retorno nos cenários de estudo.....	61
Figura 17: Payback descontado nos cenários de estudo.....	62
Figura 18: Lucro acumulado do payback descontado na usina autônoma de pequeno porte...	62
Figura 19: Lucro acumulado do payback descontado na usina autônoma de médio porte.....	63
Figura 20: Lucro acumulado do payback descontado na usina autônoma de grande porte.....	63
Figura 21: Lucro acumulado do payback descontado na usina anexa de pequeno porte.....	64
Figura 22: Lucro acumulado do payback descontado na usina anexa de médio porte.....	64
Figura 23: Lucro acumulado do payback descontado na usina anexa de grande porte.....	65

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Dados de entrada para cálculos. BAu – biorrefinaria autônoma, BAn – biorrefinaria anexa.....	39
Tabela 2: Desempenho dos reatores (fermentativo-sulfetogênico e metanogênico) utilizados como base na avaliação dos cenários.....	41
Tabela 3: Custos de referência para produção e uso do biometano.....	45
Tabela 4: Componentes e custos das plantas fermentativa e metanogênica de acordo com o cenário de usina autônoma.....	52
Tabela 5: Componentes e custos das plantas fermentativa e metanogênica de acordo com o cenário de usina anexa.....	54

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABBI	Associação Brasileira de Bioinovação
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
AnSTBR	<i>Anaerobic Structured-Bed Reactor</i> (Reator anaeróbio de leito fixo estruturado)
BAn	Biorrefinaria anexa
BAn-G	Biorrefinaria anexa de grande porte
BAn-M	Biorrefinaria anexa de médio porte
BAn-P	Biorrefinaria anexa de pequeno porte
BAu	Biorrefinaria autônoma
BAu-G	Biorrefinaria autônoma de grande porte
BAu-M	Biorrefinaria autônoma de médio porte
BAu-P	Biorrefinaria autônoma de pequeno porte
BCB	Banco Central do Brasil
BCE	Banco Central Europeu
bioH ₂	Biohidrogênio
BioCH ₄	Biometano
BRS	Bactérias Redutoras de Sulfato
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i> (Despesa de capital)
CaCO ₃	Carbonato de Cálcio
CBIO	Crédito de Descarbonização
CETESB	Companhia Ambiental do Estado de São Paulo
CEPCI	<i>Chemical Engineering Cost Plant Index</i>
CH ₄	Metano
CM	Capacidade de moagem
CO ₂	Dióxido de carbono
COA	Carga Orgânica Aplicada
CONAB	Companhia Nacional de Abastecimento
COV	Carga Orgânica Volumétrica
CSTR	<i>Continuous stirred-tank reactor</i>
DBO	Demanda Bioquímica de Oxigênio
DQO	Demanda Química de Oxigênio
EPE	Empresa de Pesquisa Energética

$ER_{DQO}^{CH_4}$	Remoção de DQO na etapa metanogênica
ERDQO	Eficiência de remoção de DQO
$ER_{DQO}^{FERM.}$	Remoção de DQO na etapa fermentativa
ETE	Estação de Tratamento de Esgoto
FCt	Fluxo de Caixa Líquido
$f(CH_4)$	Fração de metano no biogás
GEEs	Gases de Efeito Estufa
GNL	Gás Natural Liquefeito
H_2	Hidrogênio
H_2S	Sulfeto de hidrogênio
i	Taxa de desconto
MCTI	Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação
MMA	Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima
MTC	Milhões de Toneladas de Cana
n	Vida útil do projeto
$NaHCO_3$	Bicarbonato de sódio
$NaOH$	Hidróxido de sódio
OPEX	<i>Operational Expenditure</i> (Despesa operacional)
PEBD	Polietileno de baixa densidade
PBD	Payback descontado
PCI_{CH_4}	Poder calorífico inferior do metano
PEB_{CH_4}	Potencial energético bruto
pH	Potencial Hidrogeniônico
PROÁLCOOL	Programa Nacional do Álcool
PROBIOGÁS	Projeto Brasil-Alemanha de fomento ao aproveitamento energético de biogás no Brasil
PT	Período da safra
PU	Poliuretano
RE	Rendimento de Etanol
SVP	<i>Specific Vinasse Production</i> (Produção específica de vinhaça)
t	Tempo a partir do início do projeto
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
VBG	Vazão de biogás

VPL

Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	15
1.1 Objetivo geral.....	16
1.2 Objetivos específicos.....	16
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	17
2.1 Usinas: da cana-de-açúcar até a vinhaça.....	17
2.2 Digestão anaeróbia.....	19
2.3 Uso e investimentos no biogás.....	21
2.4. Avaliação tecno-econômica da produção do biogás em usinas sucroenergéticas no Brasil.....	28
2.5. Aspectos dos procedimentos de cálculo para dimensionamento.....	30
2.6. Aspectos da avaliação econômica.....	32
3. METODOLOGIA.....	37
3.1. Tipos e portes de usinas de cana-de-açúcar e definição dos cenários.....	37
3.2. Sistema de biodigestão de vinhaça em dois estágios avaliado.....	39
3.3. Procedimentos de cálculo.....	42
3.4. Avaliação econômica.....	43
3.4.1. Valor presente líquido.....	45
3.4.2. Taxa interna de retorno.....	46
3.4.3. Payback descontado.....	46
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	48
4.1 Volumes e custos por tipos e porte da usina.....	48
4.2 Utilização do biogás.....	55
4.2.1. Custos de instalação e de operação.....	55
4.2.2. Produção do biogás.....	58
4.3 Desempenho econômico dos diferentes layouts de usina.....	60
5. CONCLUSÃO.....	69
6. RESTRIÇÕES DO ESTUDO.....	70
7. REFERÊNCIAS.....	71

1. INTRODUÇÃO

A crescente demanda por fontes energéticas renováveis e a necessidade de mitigação das emissões de gases de efeito estufa têm impulsionado a busca por soluções tecnológicas que conciliam eficiência produtiva e sustentabilidade (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, 2023). Nesse contexto, o setor sucroenergético brasileiro ocupa posição estratégica, não apenas pela sua relevância na produção de etanol, mas também pelo elevado potencial de aproveitamento energético de seus subprodutos. Entre esses, destaca-se a vinhaça de cana-de-açúcar, efluente líquido gerado em grandes volumes durante a destilação alcoólica, caracterizado por alta carga orgânica e composição favorável à digestão anaeróbia (Santos et al., 2019; Fuess et al., 2023).

Historicamente, a vinhaça tem sido utilizada predominantemente na fertirrigação, prática que, embora contribua para o reaproveitamento de nutrientes, apresenta limitações ambientais e econômicas, como riscos de contaminação de solos e aquíferos, emissão de gases de efeito estufa (GEE) e custos logísticos elevados. A digestão anaeróbia surge como alternativa promissora para transformar esse passivo ambiental em ativo energético, permitindo a produção de biogás que, após purificação, pode ser convertido em biometano, combustível com características equivalentes ao gás natural (Muñoz et al., 2015; Fuess et al., 2018).

O aproveitamento do biometano no setor sucroenergético apresenta vantagens significativas, como a geração de energia elétrica, a substituição parcial ou total do combustível utilizado nas operações agrícolas e a possibilidade de injeção na rede de gás natural, ampliando a integração do setor às políticas nacionais de descarbonização, como a Política Nacional de Biocombustíveis (Ministério de Minas e Energia, 2018). Além disso, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) essa estratégia contribui para a geração de Créditos de Descarbonização (CBIOs), fortalecendo a competitividade econômica das usinas e alinhando-as às metas globais de redução de emissões.

Apesar do potencial técnico e ambiental, a viabilidade econômica da produção e utilização do biometano depende de múltiplos fatores, entre os quais se destacam o tipo de usina (autônoma ou anexa) e o porte industrial (pequeno, médio ou grande). Essas variáveis influenciam diretamente a geração de vinhaça, a carga orgânica disponível para biodigestão, o dimensionamento das plantas e os custos associados à implantação e operação dos sistemas (Fuess et al., 2018; Moraes et al., 2014). A compreensão dessas relações é essencial para

orientar decisões estratégicas e investimentos no setor, garantindo que a adoção do biometano ocorra de forma tecnicamente eficiente e economicamente sustentável.

Diante desse cenário, este trabalho tem como objetivo avaliar o impacto do tipo e do porte das usinas sucroenergéticas no desempenho econômico da produção e utilização de biometano a partir da vinhaça, considerando diferentes configurações de biorrefinarias e cenários de aplicação do gás purificado. Para isso, são analisados indicadores técnicos e financeiros, como custos de implantação e operação, potencial energético, Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *payback* descontado (PBD), permitindo uma abordagem integrada que contempla aspectos tecnológicos, econômicos e ambientais.

A relevância deste estudo reside na contribuição para o avanço da bioeconomia e da transição energética no Brasil, oferecendo subsídios para a tomada de decisão em projetos de biorrefinarias e para a formulação de políticas públicas voltadas à valorização de resíduos agroindustriais. Ao propor uma análise comparativa entre diferentes tipos e portes de usinas, este trabalho busca identificar estratégias que maximizem a eficiência econômica e ambiental do setor sucroenergético, consolidando o biometano como vetor de inovação e sustentabilidade.

1.1 Objetivo geral

O presente trabalho tem como objetivo primário avaliar o impacto do tipo (autônoma ou anexa) e do porte (pequeno, médio ou grande) da usina no desempenho econômico da produção e utilização de biometano a partir de vinhaça de cana-de-açúcar.

1.2 Objetivos específicos

Para atingir o objetivo geral, são discriminados os seguintes objetivos específicos:

- Avaliar o potencial energético de usinas de diferentes tipos ou *layouts* e portes, considerando a capacidade de produção de biometano.
- Obter e analisar indicadores de desempenho econômico relacionados à produção e utilização do biometano.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo, serão abordados aspectos relacionados às usinas de cana-de-açúcar, ao processo de digestão anaeróbia, à produção e ao uso de biometano, além da avaliação tecnocônica da produção de biogás em biorrefinarias. Esses elementos são fundamentais para contextualizar o trabalho e fornecer embasamento à discussão dos resultados.

2.1 Usinas: da cana-de-açúcar até a vinhaça

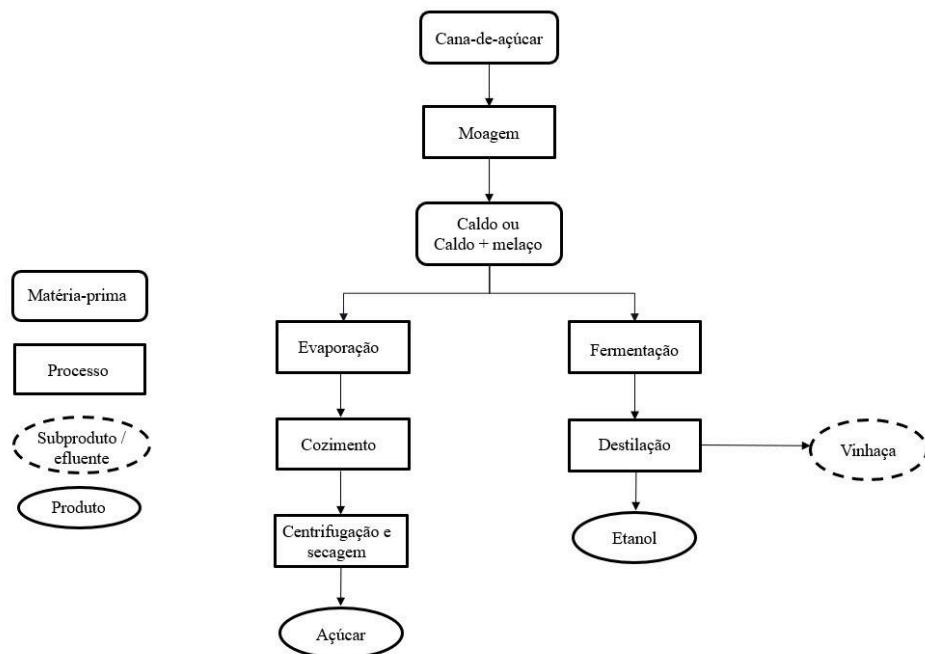
A trajetória da indústria sucroenergética no Brasil está diretamente ligada à história da colonização e ao desenvolvimento econômico nacional. A cana-de-açúcar foi introduzida no século XVI, e desde então tornou-se uma das culturas mais importantes do país e manteve-se como uma importante fonte exportadora. A partir da década de 1970, com a crise do petróleo, o governo brasileiro lançou o Pro-Álcool - Programa Nacional do Álcool, visando substituir parcialmente os combustíveis fósseis por etanol (van Haandel, 2005; Rodrigues, 2011). O programa impulsionou a modernização das usinas e consolidou o Brasil como um dos maiores produtores mundiais de etanol, com destaque para a região sudeste, que concentra cerca de 48,6% da produção nacional (ANP, 2024).

Na década de 1990, o programa entrou em crise devido à escassez de etanol nas bombas, o que gerou insegurança entre os consumidores e afetou a credibilidade da política pública. Além disso, a expansão da monocultura da cana-de-açúcar provocou impactos negativos sobre a agricultura familiar e o uso da terra, com críticas relacionadas à superexploração do trabalho dos cortadores de cana e à dependência de subsídios estatais. Ambientalistas também questionaram a sustentabilidade do etanol, apontando o uso intensivo de fertilizantes derivados de petróleo, o desmatamento para expansão agrícola e o consumo de diesel no transporte da produção (Jornal USP, 2024). Atualmente, o Proálcool não existe mais como um programa isolado, mas seus princípios foram incorporados às políticas energéticas mais amplas do Brasil. Segundo dados do Observatório de Bioeconomia da Fundação Getúlio Vargas, o etanol permanece como um dos pilares da matriz energética nacional, representando cerca de 41% da demanda por combustíveis do ciclo Otto (FGV, 2024).

A cadeia produtiva do setor sucroenergético inicia-se com a colheita da cana-de-açúcar, seguida pelas etapas de lavagem e moagem, que separam o bagaço do caldo. O bagaço é geralmente destinado à cogeração de energia, enquanto o caldo segue para a produção de etanol. No Brasil, existem dois tipos principais de usinas: autônomas, que utilizam exclusivamente o caldo da cana para produzir etanol, e anexas, que operam de forma

integrada, produzindo açúcar e etanol a partir de misturas de caldo e melaço, subproduto da cristalização do açúcar (Fuess, 2017; Moraes et al., 2014; Macedo, 2011). Essa distinção é relevante porque interfere diretamente nas características da vinhaça gerada: nas usinas autônomas, a vinhaça apresenta maior volume, porém menor concentração de sólidos e sulfato; já nas usinas anexas, a vinhaça é mais concentrada em matéria orgânica e sais, com maior DQO e presença de compostos recalcitrantes, embora em menor volume (Santos, 2018; Fuess et al., 2023). Após a moagem, o caldo ou a mistura caldo-melaço é fermentado por leveduras, convertendo açúcares em etanol e CO₂, formando o vinho fermentado, que é então destilado para separar o etanol do restante da mistura (Moraes et al., 2016). Essas diferenças no processo produtivo impactam diretamente o dimensionamento dos biodigestores e a eficiência da digestão anaeróbia, tornando essencial considerar o tipo de usina na análise técnica e econômica.

Figura 1: Produção de etanol e açúcar a partir da cana-de-açúcar.



Fonte: Adaptado de FUESS (2017).

Durante a destilação, é gerada a vinhaça — o principal subproduto, um efluente líquido escuro, ácido e com alta carga orgânica. A vinhaça é composta majoritariamente por água (cerca de 97%) e contém sólidos orgânicos, potássio (cerca de 20% da fração sólida), ácidos orgânicos, etanol residual e outros compostos. Segundo Marques et al. (2006) e Andrade (2009), a vinhaça apresenta alta temperatura, baixo pH, elevada DBO e DQO, além de ser corrosiva. Segundo a União da Indústria de Cana-de-Açúcar, para cada litro de etanol

produzido, são gerados entre 12 e 15 litros de vinhaça, o que representa um enorme volume de efluente nas usinas sucroalcooleiras.

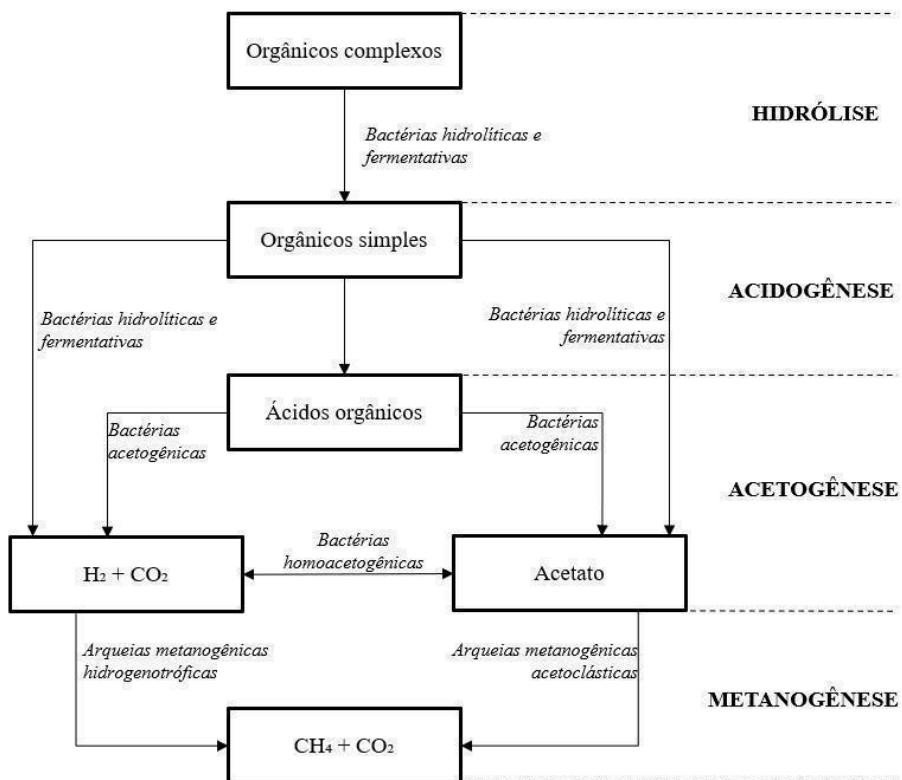
Historicamente, a vinhaça era descartada em corpos d'água, causando sérios impactos ambientais, como a mortandade de peixes. Após o Decreto-Lei nº 303 (Brasil, 1967), essa prática foi proibida, e a vinhaça passou a ser aplicada em áreas de sacrifício ou utilizada na fertirrigação. No entanto, seu uso direto no solo exige cuidados técnicos rigorosos, devido ao risco de salinização, acidificação, contaminação de aquíferos e emissão de gases de efeito estufa. A CETESB estabeleceu normas específicas para sua aplicação (Norma P.4231/2006), limitando volumes e áreas de uso.

Além dos impactos ambientais, a fertirrigação com vinhaça representa uma perda energética significativa. Essa subutilização energética motivou o desenvolvimento de tecnologias para o reaproveitamento da vinhaça, com destaque para a digestão anaeróbia, que permite a recuperação de bioenergia na forma de biogás.

2.2 Digestão anaeróbia

A digestão anaeróbia é um processo biológico que ocorre na ausência de oxigênio, no qual microrganismos convertem matéria orgânica em biogás — uma mistura composta principalmente por metano (CH_4) e dióxido de carbono (CO_2), com pequenas frações de hidrogênio (H_2) e gás sulfídrico (H_2S). Em sistemas controlados, a digestão anaeróbia é dividida em quatro etapas: hidrólise, acidogênese (fermentação), acetogênese e metanogênese, cada uma conduzida por grupos microbianos específicos que atuam sinergicamente para decompor compostos complexos e gerar metano (CH_4) e dióxido de carbono (CO_2) como principais produtos gasosos (Chernicharo, 2007; Fuess, 2017). Esse processo ocorre naturalmente em ambientes como pântanos e sedimentos, mas foi adaptado tecnologicamente para o tratamento de resíduos orgânicos e geração de energia renovável.

Figura 2: Etapas da digestão anaeróbia: rotas metabólicas e grupos microbianos envolvidos.



Fonte: Adaptado de FUESS (2017).

No Brasil, a digestão anaeróbia começou a ganhar relevância como alternativa para o tratamento de águas residuárias e resíduos agroindustriais a partir da década de 1980, com destaque para o setor sucroalcooleiro. A vinhaça, por sua composição rica em matéria orgânica biodegradável, é um excelente substrato para digestão anaeróbia. No entanto, sua acidez, alta carga de sólidos e presença de sulfato impõem desafios operacionais (Chen et al., 2008; Fuess et al., 2017). O sulfato, por exemplo, estimula a atividade de bactérias redutoras de sulfato (BRS), que competem com arqueias metanogênicas pelos substratos, reduzindo a produção de metano e gerando H₂S, um gás tóxico e corrosivo (Chen et al., 2008). A digestão anaeróbia surge, nesse contexto, como uma solução integrada: além de tratar a vinhaça e reduzir sua carga poluente, o processo permite a recuperação de bioenergia por meio do biogás. Essa abordagem se alinha aos princípios da economia circular e da sustentabilidade industrial, transformando um passivo ambiental em ativo energético.

As características da vinhaça variam conforme o tipo de usina, influenciando diretamente o desempenho da digestão anaeróbia e a produção de biogás. Nas usinas autônomas, a vinhaça apresenta maior volume, porém menor concentração de matéria

orgânica e sulfato, resultando em cargas orgânicas mais baixas e, consequentemente, menor potencial de geração de metano por unidade de volume (Fuess, 2017; Moraes et al., 2014). Já nas usinas anexas, a vinhaça é mais concentrada em sólidos, sais e compostos recalcitrantes, com DQO significativamente superior, o que aumenta o potencial energético, mas também impõe desafios operacionais, como maior risco de acidificação e necessidade de controle rigoroso do pH (Santos, 2018; Fuess et al., 2023). Essa diferença explica por que usinas anexas tendem a apresentar maior produção de biogás e biometano, embora demandem sistemas mais robustos para garantir estabilidade e eficiência do processo.

O processo de digestão anaeróbia pode ser conduzido em sistemas de fase única, nos quais todas as etapas microbianas ocorrem em um único reator, ou em sistemas de duas fases, que separam a fermentação da metanogênese. A separação de fases permite otimizar as condições para cada grupo microbiano, aumentando a estabilidade e a eficiência do processo (Oliveira, 2003). Em especial, os sistemas termofílicos (55 °C) com separação de fases demonstraram excelente desempenho na conversão da matéria orgânica da vinhaça em hidrogênio e metano, mesmo em operações de longo prazo (240 dias), desde que sejam adotadas estratégias operacionais como controle de pH e manejo da biomassa (Fuess et al., 2023).

A relevância da digestão anaeróbia na indústria sucroenergética brasileira é reforçada pelo papel do setor como um dos principais responsáveis pela geração de bioeletricidade no país. Segundo a EPE (2024), a bioeletricidade manteve sua participação relevante na matriz elétrica nacional, representando aproximadamente 8% da geração total de eletricidade, enquanto as fontes renováveis como um todo atingiram 88,2% da matriz elétrica e 50% da matriz energética brasileira. A integração da biodigestão às biorrefinarias de cana-de-açúcar potencializa o aproveitamento da matéria-prima base, permitindo que a vinhaça seja convertida em energia e biofertilizantes, com menor impacto ambiental e maior valor agregado (Fuess, 2017; Bestetti, 2022).

2.3 Uso e investimentos no biogás

O primeiro registro da observação do biogás remonta a 1667, quando Thomas Shirley identificou a liberação de um gás proveniente da decomposição da matéria orgânica em um pântano no Reino Unido. Somente em 1776, contudo, Alessandro Volta reconheceu a presença de metano em sua composição. O impulso significativo para a utilização do biogás como fonte energética ocorreu apenas no século XX, em razão da intensa crise econômica e energética que atingiu a Europa no período pós-guerra. Nesse contexto, diversos países

investiram em alternativas energéticas, com destaque para Alemanha e Itália, que se consolidaram como referências técnicas na pesquisa e produção de biogás e biometano (biogás purificado e, consequentemente, com maior teor de metano) (Bestetti, 2022).

O aproveitamento energético do biogás ocorre em diversas aplicações, a depender do nível de purificação e da infraestrutura disponível. O biogás pode ser empregado diretamente na geração de energia elétrica e térmica, por meio de motogeradores e caldeiras, representando uma alternativa sustentável para unidades agroindustriais, aterros sanitários e estações de tratamento de esgoto (ETE) (EPE, 2022). Quando purificado e enriquecido em metano, o biogás dá origem ao biometano, que geralmente possui concentração superior a 90% de metano e é um combustível renovável com especificações equivalentes às do gás natural, podendo ser injetado em gasodutos, utilizado como combustível veicular ou aplicado em processos industriais e residenciais (ANP, 2023). Além de sua versatilidade energética, o uso do biogás e do biometano contribui para a redução das emissões de GEEs, o aproveitamento sustentável de resíduos orgânicos e a promoção da economia circular, consolidando-se como vetores estratégicos para a descarbonização da matriz energética brasileira (MCTI, 2023; Abiogás, 2024).

No cenário atual, os investimentos e pesquisas voltados a fontes energéticas alternativas, que conciliam viabilidade econômica e benefícios ambientais, foram fortemente impulsionados pelo Protocolo de Kyoto. Assinado em 1997, esse acordo internacional estabeleceu como meta a redução de 5,2% das emissões de gases de efeito estufa, em relação aos níveis de 1990, nos países desenvolvidos. Como consequência, nesse contexto, os países europeus se destacaram como referência mundial na produção e uso do biogás para geração de energia elétrica e calor (Salomon, 2007; Guitarrara, 2025).

É relevante ressaltar que o aproveitamento do biogás para fins energéticos no Brasil também foi estimulado pelo Protocolo de Kyoto (Franqueto, 2023). A produção nacional de biogás teve início em 1979, contudo, somente nas décadas de 1990 e 2000 as questões ambientais passaram a ter maior destaque, especialmente no que se refere à redução das emissões de GEE. Nesse cenário, a adoção de instrumentos como o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) e os créditos de carbono desempenhou papel crucial no avanço das pesquisas e na consolidação de projetos voltados a fontes energéticas renováveis, sustentáveis e economicamente viáveis (Salomon, 2007; Bestetti, 2022).

Nos últimos anos, o Brasil tem registrado um avanço expressivo na produção e no uso do biogás, resultado tanto de inovações tecnológicas quanto de políticas públicas de incentivo às fontes de energia renovável. Entre 2015 e 2019, o número de usinas de biogás instaladas no

país aumentou em média mais de 20% ao ano, evidenciando a retomada de iniciativas nessa área, motivadas pelo sucesso europeu e por acordos e programas internacionais, como o Acordo de Paris (2015) (Bestetti, 2022).

Entre as políticas nacionais de destaque, encontram-se o Probiogás e a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio). O Probiogás, desenvolvido em parceria com a Alemanha, tem como objetivo expandir o uso energético do biogás e integrá-lo à matriz energética nacional, apoiando-se em três estratégias principais: aprimorar o ambiente regulatório brasileiro em colaboração com órgãos governamentais; fomentar a cooperação entre instituições de ensino e pesquisa brasileiras e alemãs, reconhecidas por sua expertise no setor; e, transferir conhecimentos técnicos de empresas alemãs para indústrias nacionais, fortalecendo a capacitação tecnológica local (Giz, 2017; Brasil, 2017). Já a RenovaBio visa ampliar a participação dos biocombustíveis na matriz energética brasileira, contribuindo para que o país cumpra as metas de redução de gases de efeito estufa estabelecidas no Acordo de Paris, fortalecendo o papel dos biocombustíveis no suprimento energético nacional e oferecendo maior previsibilidade ao mercado. O programa também introduz os Créditos de Descarbonização (CBIOs) como instrumento econômico de incentivo à descarbonização, promovendo eficiência energética, redução da dependência de combustíveis fósseis e o estímulo à competitividade no setor (Bestetti, 2022).

Além desses programas, o marco regulatório do biometano no Brasil tem se consolidado nos últimos anos por meio de legislações e resoluções que visam estruturar o setor e incentivar o uso sustentável desse recurso energético. A regulamentação teve início com a Resolução ANP nº 08/2015, que definiu a classificação e regulamentação do biometano, posteriormente atualizada para contemplar novas práticas. Em 2016, a Resolução ANP nº 21/2016 estabeleceu regras experimentais para a utilização do biometano gerado em aterros sanitários e estações de tratamento de esgoto (Cibiogas, 2023; EPE, 2023; Brasil, 2017). Mais recentemente, a Portaria MMA nº 71/2022 instituiu o Programa Nacional de Redução de Emissões de Metano — Metano Zero, reforçando o incentivo governamental para a ampliação da produção e do uso do biometano no país (Brasil, 2022).

O desenvolvimento do setor avançou em 2017 com a Resolução ANP nº 685/2017, que definiu critérios para aprovação do controle de qualidade e especificação do biometano proveniente de aterros sanitários e ETEs, além da Lei nº 13.576/2017 (RenovaBio), que instituiu a Política Nacional de Biocombustíveis, promovendo incentivos à produção de biocombustíveis renováveis, conforme mencionado anteriormente. Em 2018, a Resolução ANP nº 734/2018 regulamentou a autorização para produção e operação de biocombustíveis,

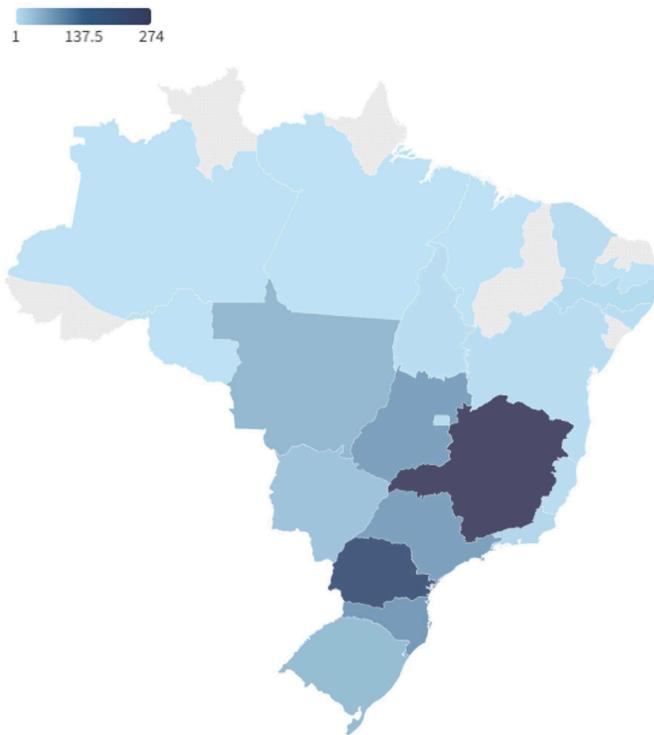
consolidando aspectos administrativos e técnicos do setor (Cibiogas, 2023; EPE, 2023; Ministério do Meio Ambiente, 2022).

Nos anos mais recentes, o marco regulatório foi reforçado com a Lei nº 14.134/2021, conhecida como “Nova Lei do Gás”, regulamentada pelo Decreto nº 10.712/2021, estabelecendo diretrizes estratégicas para o uso do gás, incluindo o biometano. Em 2022, houve avanços significativos, com diversas normas da ANP, como as Resoluções nº 886/2022, 906/2022 e 908/2022, abordando o biometano proveniente de aterros, ETEs e resíduos orgânicos, bem como a autorização prévia para combustíveis experimentais. Além disso, o Decreto nº 11.003/2022 definiu a estratégia federal de incentivo ao uso sustentável do biogás e biometano, enquanto a Portaria Normativa nº 37/2022, GM/MME, incluiu o biometano no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI) (Cibiogas, 2023; EPE, 2023; Ministério do Meio Ambiente, 2022).

Essas políticas e programas refletem o compromisso do Brasil com a transição para uma economia de baixo carbono, incentivando o uso de fontes de energia renováveis, reduzindo as emissões de GEE e promovendo o desenvolvimento tecnológico e econômico do país, consolidando gradualmente o biogás como um componente estratégico da matriz energética nacional.

De acordo com dados de 2023 do CIBiogás, a produção de biogás no Brasil mais que dobrou nos últimos cinco anos, alcançando um total de 2,88 bilhões de m³/ano destinados ao aproveitamento energético em 2022, valor 110% superior ao registrado em 2018. Em relação à infraestrutura, o país contava com 885 plantas de biogás em operação. Esse número inclui unidades de diferentes tipologias, tais como agroindústrias, aterros sanitários, estações de tratamento de esgoto e usinas sucroenergéticas produtoras de biogás a partir da vinhaça. Minas Gerais se destaca como o estado com maior número de plantas (274), seguido pelo Paraná (198) e Santa Catarina (82), conforme apresentado na figura abaixo (Ramalho, 2023).

Figura 3: Número de plantas de biogás em operação no Brasil, em 2022.



Fonte: CIBiogás (2022).

Mesmo com o crescimento expressivo, o uso do biogás no Brasil ainda se encontra em fase inicial. Segundo Felipe Marques, diretor de Desenvolvimento Tecnológico do CIBiogás, o potencial de produção de biogás de curto prazo no país é de 10,8 bilhões de m³/ano, enquanto o volume produzido em 2022 representou apenas 26% deste potencial (Ramalho, 2023).

Porém, vale destacar que, em 2022, a produção de biogás no Brasil cresceu 87% em comparação à última década, demonstrando o aumento do interesse do mercado nacional pelo uso energético desse recurso (CIBiogás, 2023). Esse movimento, embora ainda abaixo do potencial disponível, reforça a necessidade de avançar em soluções que ampliem a inserção do biogás e do biometano na matriz energética, alinhando o setor à agenda global de descarbonização e inovação tecnológica.

Nesse sentido, a bioeconomia surge como um caminho estratégico para alavancar o aproveitamento energético dos resíduos. Segundo estudo da Associação Brasileira de Bioinovação (ABBI), divulgado pela Eixos (2023), a implementação de tecnologias sustentáveis, como biorrefinarias, biocombustíveis e bioproductos de alto valor agregado, pode adicionar até US\$ 284 bilhões anuais ao faturamento da indústria brasileira até 2050. Tal perspectiva evidencia o papel central do biogás e do biometano nesse processo, pois além de

contribuírem para a redução das emissões de GEEs, abrem espaço para a criação de novos mercados e para o fortalecimento econômico do país.

Não é à toa que, novamente, segundo a Eixos (2023), o interesse de grandes grupos em explorar o potencial energético do biogás está crescendo nos últimos anos. A Energisa, por exemplo, adquiriu 83,33% da Agric, empresa de compostagem de resíduos industriais em Santa Catarina, investindo R\$ 6,5 milhões na compra e mais R\$ 53,5 milhões em modernização, com o objetivo de viabilizar novos projetos de biogás e biometano (Machado, 2022). Já a Compass, comercializadora de gás do grupo Cosan, firmou uma *joint venture* com a Orizon Meio Ambiente para construir uma planta em Paulínia (SP), com capacidade inicial de 180 mil m³/dia em 2025, podendo alcançar 300 mil m³/dia. Outras parcerias também estão em andamento, como a formada entre a GNLink, distribuidora de Gás Natural Liquefeito (GNL) do Grupo Lorinvest, e a comercializadora Migratio, que planejam projetos de biometano com operação prevista até 2025. No entanto, até o momento, não há evidências públicas de que essas atividades tenham sido efetivamente iniciadas. A gestora eB Capital, por sua vez, em sociedade com a Sebigas Cótica, lançou a plataforma Bioo, destinada à produção de bioproductos agroindustriais, incluindo biometano, com previsão de investir R\$ 600 milhões até 2025 (Machado, 2022).

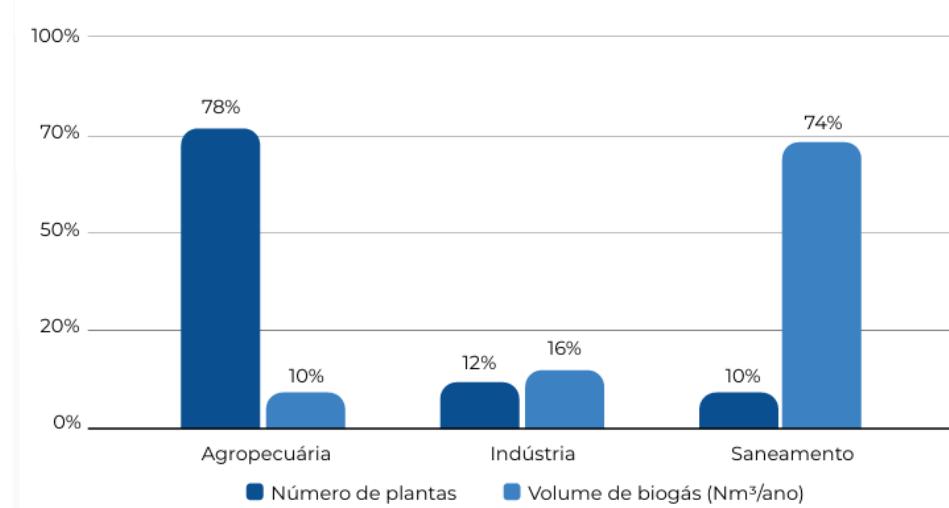
Neste mesmo contexto, a Gás Verde, controlada pelo Grupo Urca Energia, vem se consolidando como a maior produtora nacional, adquirindo a portuguesa ENC Energy por cerca de R\$ 600 milhões, de forma a converter oito usinas térmicas a biogás em plantas de biometano, projetando uma produção de 470 mil m³/dia em 2025 e 580 mil m³/dia em 2026 (Abegás, 2023). A Orizon também se destacou ao criar, em 2022, a divisão Bio-E, com a meta de implantar pelo menos dez plantas de biometano e energia elétrica, operando já a térmica Paulínia Verde (15,7 MW) e avançando na construção de uma usina em Jaboatão dos Guararapes (PE), com capacidade de 60 mil m³/dia para a Copergás (MegaWhat, 2023). A Marquise Ambiental, em parceria com a Ecometano, planeja replicar em Manaus o modelo da GNR Fortaleza, primeira planta de injeção de biometano na rede de gasodutos, inicialmente voltada ao abastecimento industrial, mas com perspectiva futura de atender transporte e residências.

No setor sucroenergético, a Raízen anunciou investimentos de R\$ 300 milhões na construção de sua primeira planta de biometano em Piracicaba (SP), com capacidade de 70 mil m³/dia, a partir da usina Costa Pinto, prevendo expandir o modelo para as 35 unidades do grupo nos próximos dez anos e alcançar até 3 milhões de m³/dia. Já a Geo Biogás & Tech, em parceria com o Grupo Crivellaro, iniciou a construção de uma usina em Elias Fausto (SP),

com capacidade para 15 mil m³/dia e geração de 11 mil MWh de energia elétrica em 2024, além de projetos em conjunto com a UISA, em Nova Olímpia (MT), para produção de 28 mil m³/dia, e com o Grupo Cocal. Esta última, por sua vez, inaugurou a sua segunda planta em Paraguaçu Paulista (SP), com investimentos de R\$ 216 milhões e previsão de 60 mil m³/dia durante a safra, mais que dobrando a capacidade da primeira planta em Narandiba. Por fim, a Vibra Energia, em associação com a ZEG Biogás e Energia, assumiu 50% da companhia e destinou até R\$ 412 milhões a novos projetos, prevendo alcançar mais de 2 milhões de m³/dia em cinco anos, com plantas em implantação no Aterro Jambeiro (30 mil m³/dia) e em Aroeira (15 mil m³/dia) (Ramalho, 2023; Investe São Paulo, 2023).

Esse panorama evidencia que, embora existam investimentos crescentes e casos de sucesso no setor de biogás e biometano, o aproveitamento ainda está muito aquém do potencial técnico identificado, sobretudo no setor sucroenergético. Porém, atualmente, a maior parte das plantas de biogás em operação estão no setor agropecuário, correspondendo a 78% do total, e o setor de saneamento concentra o maior volume produzido, responsável por 74% da produção nacional, conforme analisado na Figura 4, com destaque para os aterros sanitários, responsáveis por 96% do biogás gerado nessa categoria, equivalente a cerca de 2,1 bilhões de Nm³/ano (Cibiogas, 2023; EPE, 2023).

Figura 4: Plantas de biogás no Brasil em 2023.



Fonte: CIBiogas (2023).

Mesmo que o setor industrial produza atualmente um volume de biogás inferior ao gerado pelo setor de saneamento, o primeiro possui um elevado potencial de expansão, comparável ao dos grandes aterros sanitários urbanos, especialmente nas unidades de

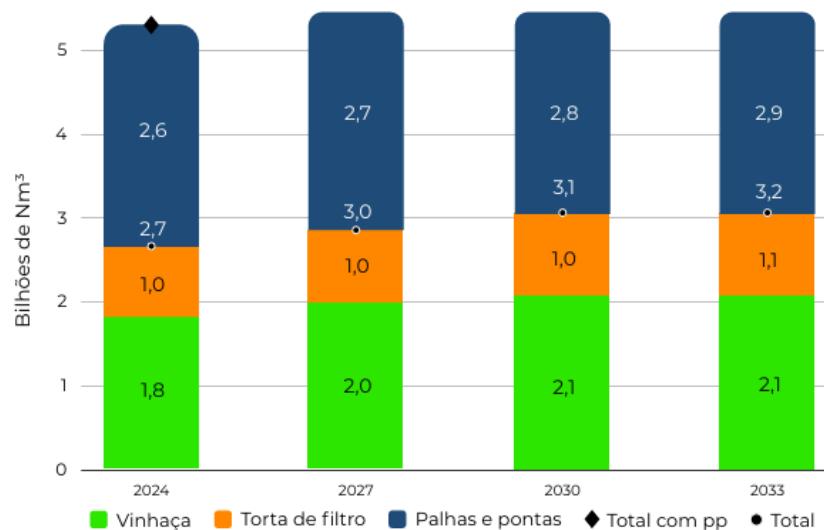
produção de açúcar e etanol, com a vantagem adicional de gerar um biogás com maior teor de metano (CH_4) (Cibiogas, 2023; EPE, 2023).

2.4. Avaliação tecno-econômica da produção do biogás em usinas sucroenergéticas no Brasil

A indústria da cana-de-açúcar está entre as principais atividades agrícolas do Brasil. Durante a produção de etanol, são gerados resíduos como a vinhaça, que apresentam elevado potencial para a produção de biogás, ainda pouco aproveitado. De acordo com estimativas da EPE (2022), o setor sucroenergético poderia produzir até 5,2 bilhões de Nm^3/ano de biogás, considerando o aproveitamento de resíduos como vinhaça e torta de filtro, que são os principais insumos utilizados nesse processo. Atualmente, as usinas desse setor respondem por mais da metade do biogás gerado na indústria, totalizando 269 milhões de Nm^3/ano , o que representa apenas 5% da capacidade potencial desses resíduos, sendo essa subprodução, decorrente dos sistemas adotados não serem os mais eficientes (Cibiogas, 2023; EPE, 2023).

Considerando o aproveitamento integral desses resíduos, estimativas da EPE (2023) indicam que a produção de biometano poderia ser ampliada em mais de 20%, totalizando 11,2 bilhões de Nm^3 de biometano, atingindo até 6,1 bilhões de Nm^3 em 2030, dos quais 2,1 bilhões de Nm^3 seriam provenientes exclusivamente da vinhaça. Como ilustrado na figura 5, fica evidente o elevado potencial da vinhaça para a geração de biometano, podendo este ser utilizado como uma fonte renovável alternativa de energia.

Figura 5: Potencial de produção de biometano por resíduos do setor sucroenergético, sendo Total com pp o valor total quando se somam todos os três resíduos.



Fonte: EPE (2023).

Um exemplo concreto desse crescimento e do potencial produtivo do setor industrial é a usina Adecoagro, localizada em Ivinhema, no estado de Mato Grosso do Sul. Inicialmente, a unidade iniciou a produção de biogás a partir da vinhaça com uma capacidade de apenas 6 m³/dia, utilizando cerca de 5% do resíduo gerado, demonstrando como o aproveitamento energético ainda estava em fase piloto. Com novos investimentos em infraestrutura e tecnologia, a produção foi expandida para 30 m³/dia, passando a aproveitar 25% da vinhaça disponível, o que representa um incremento significativo na eficiência energética e na gestão de resíduos. Essa expansão possibilitou a substituição de aproximadamente 2 milhões de litros de óleo diesel por ano, o que representa uma economia significativa. Considerando valores internacionais, essa redução corresponde a cerca de 2,6 milhões de dólares por ano, além de contribuir para a redução das emissões de GEE e para a descarbonização das operações industriais da empresa (Semadesc, 2024). Esses números evidenciam que a utilização de biogás proveniente de resíduos industriais, especialmente da vinhaça e da torta de filtro, representa uma alternativa promissora de energia renovável no Brasil.

No quesito econômico, a vinhaça destaca-se como um dos substratos com maior potencial para a geração de biogás no setor sucroenergético. A viabilidade econômica da sua conversão em biogás ou biometano é o fator decisivo quando se visa investir nessa tecnologia. Diversas pesquisas nacionais e internacionais têm abordado a análise econômico-financeira da biodigestão anaeróbia da vinhaça, considerando tanto cenários *greenfield* (implantação de novas biorrefinarias) quanto *brownfield* (adaptação de usinas existentes). Essas avaliações utilizam indicadores clássicos de engenharia econômica, para estimar a rentabilidade dos empreendimentos, como o Valor Presente Líquido (VPL), que expressa quanto valor o projeto gera ao trazer todos os fluxos de caixa futuros para o presente; a Taxa Interna de Retorno (TIR), que representa a taxa de retorno percentual que zera o VPL; e o *payback* descontado (PBD), que mostra em quanto tempo o investimento inicial é recuperado considerando o valor do dinheiro no tempo. (Fuess & Zaiat, 2018; Salomon et al., 2011; Leme & Seabra, 2017; Moraes et al., 2014).

Nos estudos voltados aos cenários *brownfield* (Fuess & Zaiat, 2018; Salomon et al., 2011; Leme & Seabra, 2017; Moraes et al., 2014), os resultados demonstram que o uso de biogás derivado da vinhaça pode ser economicamente viável para geração de eletricidade e calor em motores de combustão interna.. Os valores de TIR são superiores a 15%, considerando a utilização do biogás para cogeração elétrica e secagem de leveduras, enquanto o uso de microturbinas a gás mostrou-se não viável em termos de retorno, pois a TIR é menor que 7% (Salomon et al., 2011). De forma semelhante, Fuess e Zaiat (2018) observaram a

rentabilidade em três rotas de aproveitamento energético: geração de eletricidade em ciclo combinado, cogeração em caldeiras e produção de biometano para injeção em rede. Nesses casos, a TIR se mostrou superior a 12%, superando a taxa mínima de atratividade (TMA) de 8,76%. Esses resultados indicam que, para biorrefinarias anexas, a integração entre processos e o uso de motores eficientes podem melhorar e garantir maior viabilidade do investimento, já que, em plantas autônomas, a rentabilidade se sensibiliza à configuração tecnológica e à escala de produção, pois a biodigestão em sistemas bifásicos, mesmo que tenha maior estabilidade operacional, possui custos de investimento maiores, o que reduz a TIR global (Fuess & Zaiat, 2018).

Quando se observa os cenários *greenfield*, os resultados indicam que a introdução de unidades de biodigestão não altera significativamente a rentabilidade da biorrefinaria, já que as receitas principais continuam sendo associadas à venda de etanol e açúcar. Porém, a produção e o uso do biogás proporcionam receitas adicionais e ganhos ambientais importantes. Para as usinas autônomas que utilizam o biogás para geração de eletricidade ou substituição de óleo diesel, foram estimados valores de TIR entre 13 e 14%, enquanto as plantas anexas mostraram-se economicamente menos atrativas por conta das maiores despesas de capital envolvidas (Moraes et al., 2014).

No contexto de conversão do biogás em biometano, estudos mais recentes apontam ganhos expressivos economicamente. Brandão e Stradiotto (2024) verificaram um VPL positivo em quatro de sete cenários avaliados, indicando que a injeção do biogás na rede de gás natural é uma alternativa mais economicamente atraente em comparação com a geração elétrica e o uso do biometano como combustível automotivo. Marcucci et al. (2025) também mostraram que a co-digestão de vinhaça e torta de filtro em plantas anexas tem melhores desempenho econômico (TIR e VPL), confirmando que a integração de resíduos e o aumento da escala produtivo são fatores que tornam o empreendimento economicamente mais atrativos.

2.5. Aspectos dos procedimentos de cálculo para dimensionamento

Antes de abordar os resultados e parâmetros operacionais da digestão anaeróbia, é importante compreender os fatores que influenciam diretamente o desempenho e a eficiência do processo. Entre eles, destacam-se a carga orgânica aplicada (COA) e a vazão de biogás, que estão diretamente relacionadas à estabilidade do reator e ao potencial de geração de energia. Além disso, o acompanhamento desses indicadores é essencial para o dimensionamento correto dos biodigestores e planejamento econômico das unidades de

produção, garantindo que o processo ocorra de maneira eficiente, segura e sustentável (Chernicharo, 2007; Tchobanoglous et al., 2014; Angelidaki et al., 2018).

A carga orgânica aplicada (COA) é um parâmetro fundamental no projeto e operação de sistemas de digestão anaeróbia, representando a quantidade de matéria orgânica disponível para decomposição microbiológica por unidade de volume do reator e por unidade de tempo. Geralmente, é expressa em “kg de DQO” (Demanda Química de Oxigênio) por metro cúbico de reator por dia ($\text{kg DQO} \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{d}^{-1}$) ou kg de sólidos voláteis por metro cúbico por dia ($\text{kg SV} \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{d}^{-1}$) (Tchobanoglous et al., 2014).

A COA é empregada no dimensionamento dos biodigestores porque permite estimar a quantidade de matéria orgânica que está entrando no reator. Uma carga orgânica muito elevada pode causar sobrecarga do sistema, levando à acidificação, inibição do crescimento microbiano e redução na produção de biogás. Por outro lado, uma carga muito baixa resulta em subaproveitamento do reator, reduzindo sua eficiência econômica (Henze et al., 2008).

Além disso, a carga orgânica aplicada é diretamente relacionada à produção de biogás, uma vez que a quantidade de substrato disponível define o potencial de geração de metano e dióxido de carbono. Estimativas de produção de biogás podem ser obtidas a partir da relação entre DQO ou sólidos voláteis aplicados e os coeficientes de conversão do substrato em metano (Diamantis et al., 2006; Jameel., 2024).

A vazão de biogás é um dos parâmetros mais importantes no estudo e dimensionamento de sistemas de digestão anaeróbia, pois representa o volume de biogás produzido por unidade de tempo. Normalmente, é expressa em metros cúbicos por dia ($\text{m}^3 \cdot \text{dia}^{-1}$) e depende diretamente da carga orgânica aplicada, do tipo de substrato, da temperatura e da eficiência do processo biológico (Chernicharo, 2007).

A determinação da vazão de biogás é fundamental para o dimensionamento do sistema de captação, armazenamento e aproveitamento energético. Conhecendo-se a vazão média e máxima de produção, é possível projetar adequadamente os gasômetros, tubulações, válvulas, queimadores e demais componentes do sistema, evitando tanto perdas por subdimensionamento quanto custos desnecessários por superdimensionamento (Jameel et al., 2024).

Além disso, a vazão de biogás permite estimar o potencial energético do biodigestor, já que o biogás é composto majoritariamente por metano (CH_4) e dióxido de carbono (CO_2). O conteúdo energético pode ser avaliado a partir do volume de metano gerado, sendo que cada metro cúbico de CH_4 contém aproximadamente 9,97 kWh (ou 35,8 MJ) de energia (Tchobanoglous et al., 2014). Assim, a medição e o controle da vazão de biogás permitem

determinar a eficiência do processo de digestão, avaliar o desempenho do sistema e verificar o aproveitamento energético potencial.

A vazão também é utilizada para monitorar o comportamento operacional do biodigestor, funcionando como indicador indireto de possíveis falhas ou inibições no processo. Quedas repentinas na taxa de produção de biogás podem indicar sobrecarga orgânica, variações de pH ou temperatura, ou ainda acúmulo de ácidos voláteis, exigindo ajustes no processo (Angelidaki et al., 2018).

O conhecimento do potencial energético bruto (PEB) também é essencial para avaliar a capacidade instalada da planta de biodigestão, permitindo estimar a quantidade de energia elétrica ou térmica que pode ser gerada a partir do biogás produzido. Essa estimativa auxilia na análise de viabilidade técnica e econômica do projeto e na definição da capacidade de geração, garantindo o aproveitamento eficiente do biogás (Diamantis et al., 2006; Janeel et al., 2024).

Além disso, o PEB é um indicador direto da eficiência da conversão da matéria orgânica em energia, sendo útil para comparar o desempenho de diferentes substratos e condições operacionais. Em sistemas de cogeração, o PEB é o ponto de partida para o cálculo da potência útil, considerando os rendimentos dos motores e geradores, que variam geralmente entre 30% e 40% para energia elétrica e 40% a 50% para energia térmica (Angelidaki et al., 2018), normalmente resultando em um potencial global de recuperação de energia superior a 80%.

Assim, a determinação do PEB do biogás é indispensável para o dimensionamento adequado do sistema energético associado ao biodigestor, bem como para o planejamento do aproveitamento sustentável da biomassa e o monitoramento da eficiência global do processo.

2.6. Aspectos da avaliação econômica

A análise da viabilidade econômico-financeira de projetos de investimento é fundamental para fundamentar a tomada de decisão do tipo, porte e arranjos produtivos. Entre os métodos mais utilizados para essa finalidade destacam-se o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o *Payback Descontado*, que permitem avaliar a capacidade de um empreendimento em gerar retorno financeiro, considerando o valor do dinheiro no tempo e o risco associado ao investimento. Esses indicadores fornecem diferentes perspectivas sobre a rentabilidade e o prazo de recuperação do capital, sendo amplamente aplicados em estudos de viabilidade técnica e econômica, especialmente em projetos de

infraestrutura, energia e produção industrial (Ross et al., 2015; Gitman, et al., 2012; Assaf, 2014).

O valor presente líquido (VPL) é um indicador amplamente utilizado na avaliação de viabilidade de projetos de investimento, representando, em termos monetários presentes, o montante excedente (ou déficit) que um empreendimento gera depois de consideradas todas as entradas e saídas de caixa e descontado o custo do capital empregado. Em essência, o VPL mensura quanto valor um projeto adiciona ao investidor, já considerando o custo de oportunidade dos recursos (Watanabe et al., 2016).

Ele pode assumir três situações distintas, cada uma com implicações específicas na análise de viabilidade de projetos. Quando o VPL apresenta um resultado positivo, significa que o valor presente das entradas de caixa supera os desembolsos realizados, indicando que o empreendimento gera riqueza adicional para os investidores. Nesse caso, o projeto é considerado economicamente atrativo, pois garante um retorno acima da TMA definida (Ross et al., 2015).

Por outro lado, se o VPL for negativo, isso implica que os fluxos de caixa futuros, descontados o valor presente, não são suficientes para cobrir o investimento inicial e o custo de capital. Dessa forma, o projeto acarretaria perda de valor para o investidor, tornando-se financeiramente inviável (Gitman; Zutter, 2012). Há de se ressaltar que em muitos casos, o fluxo de caixa no período $t=0$, FC_0 , corresponde ao investimento inicial, e costuma ser representado como um valor negativo, pois é uma saída de recursos.

Já quando o VPL é igual a zero, significa que as entradas de caixa equivalem exatamente às saídas, sem gerar valor adicional. Nesse cenário, o projeto se torna economicamente indiferente, não aumentando nem diminuindo a riqueza do investidor. Nesses casos, a decisão de implementação pode depender de outros fatores qualitativos ou estratégicos, como benefícios sociais, ambientais ou ganhos indiretos para a empresa (Assaf Neto, 2014).

Assim, o VPL funciona não apenas como um indicador de retorno, mas também como um critério de decisão, capaz de sinalizar se um projeto cria, destrói ou apenas mantém o valor do capital investido, sendo a opção vantajosa de escolha a que apresentar o maior VPL.

Uma das principais vantagens do VPL é que ele incorpora o valor do dinheiro no tempo, reconhecendo que um real recebido no futuro possui menor valor do que um real recebido hoje, devido a fatores como juros, inflação e risco. Dessa forma, os fluxos de caixa futuros são descontados para que possam ser comparados de forma adequada ao custo de capital. Além disso, o VPL é considerado um dos critérios mais completos de análise de

investimentos, pois contempla todos os fluxos de caixa ao longo da vida útil do projeto e os expressa em termos de valor presente, sendo, por isso, teoricamente superior a métodos mais simplificados (Ross et al., 2003).

Apesar de suas vantagens, o indicador apresenta algumas limitações que devem ser consideradas na análise. A definição da taxa de desconto pode ser subjetiva ou imprecisa, e o resultado do VPL é altamente sensível a essa escolha. Além disso, a comparação de projetos de diferentes escalas pode gerar distorções, já que o valor absoluto do VPL tende a ser maior em empreendimentos de maior porte, visto que empreendimentos de maior porte, têm uma maior produção de biogás, independentemente da eficiência relativa do investimento. Outro ponto crítico ocorre em projetos com fluxos de caixa não convencionais, quando os sinais dos fluxos mudam mais de uma vez ao longo do tempo, situação em que podem surgir múltiplas taxas internas de retorno, dificultando a interpretação do resultado. Nesses casos, até mesmo um VPL positivo pode assumir significados ambíguos, comprometendo a clareza da decisão de investimento (Illés, 2020).

A taxa interna de retorno (TIR) é um dos principais indicadores utilizados na análise de investimentos, sendo definida como a taxa de desconto que torna o VPL igual a zero. Em outras palavras, a TIR corresponde à taxa de rentabilidade percentual esperada de um projeto ao longo de sua vida útil. Assim, esse indicador permite avaliar se o retorno do empreendimento é suficiente para remunerar o capital investido. De forma prática, considera-se que um projeto é viável quando sua TIR é maior que a taxa mínima de atratividade (TMA) definida pelo investidor; caso contrário, o projeto tende a ser financeiramente inviável (Ross et al., 2015).

A interpretação da TIR também pode ser analisada em três cenários. Quando a TIR é superior à TMA, o projeto é considerado economicamente atrativo, pois oferece retorno maior do que o mínimo exigido pelo investidor. Caso a TIR seja inferior à TMA, o projeto não gera o retorno esperado e, portanto, não é economicamente favorável (Gitman; Zutter, 2012; Fuess, 2017). Por fim, quando a TIR é igual à TMA, o projeto encontra-se em uma situação de indiferença econômica, podendo a decisão depender de fatores qualitativos, estratégicos ou complementares (Assaf Neto, 2014; Fuess, 2017).

Entre as principais vantagens da TIR, destaca-se a sua facilidade de interpretação, uma vez que o resultado pode ser apresentado como uma taxa percentual, o que facilita a comparação entre projetos ou alternativas de investimento. Além disso, assim como o VPL, a TIR considera o valor do dinheiro no tempo, abrangendo todos os fluxos de caixa do projeto (Ross et al., 2003).

Apesar disso, o indicador apresenta algumas limitações importantes. Em projetos com fluxos de caixa não convencionais, ou seja, quando os sinais das entradas e saídas mudam mais de uma vez, a equação da TIR pode apresentar múltiplas soluções ou, em alguns casos, nenhuma solução real, o que compromete a interpretação do resultado. Outro ponto crítico é que, ao comparar projetos mutuamente excludentes de diferentes escalas ou prazos, a TIR pode indicar preferência por alternativas menos vantajosas em termos absolutos, mesmo quando o VPL de outro projeto é mais elevado. Além disso, a TIR pressupõe que os fluxos de caixa intermediários sejam reinvestidos à própria taxa interna de retorno, hipótese que pode não ser realista em determinadas condições de mercado (Illés, 2020).

Portanto, embora a TIR seja um critério útil e amplamente difundido, recomenda-se que sua aplicação seja feita em conjunto com outros indicadores, especialmente o VPL, a fim de proporcionar uma análise de viabilidade mais consistente e confiável.

O *payback* descontado (PBD) é um método de análise de investimentos que busca determinar o tempo necessário para que o valor presente dos fluxos de caixa acumulados de um projeto seja suficiente para recuperar o investimento inicial. Diferente do *payback* simples, que considera apenas os fluxos nominais de caixa, o *payback* descontado incorpora o valor do dinheiro no tempo, trazendo os fluxos futuros a valor presente por meio de uma taxa de desconto previamente definida (Assaf Neto, 2014).

A interpretação do *payback* descontado é bastante intuitiva: quanto menor o tempo de retorno do capital investido, menor o risco percebido do projeto. Nesse sentido, o *payback* descontado é frequentemente utilizado como um critério complementar em análises de viabilidade, sobretudo em empreendimentos que operam em ambientes de maior incerteza ou volatilidade (Gitman; Zutter, 2012).

Entre suas vantagens, destacam-se a simplicidade de cálculo e a capacidade de incorporar o valor do dinheiro no tempo, o que o torna mais preciso do que o *payback* simples. Além disso, esse método fornece uma estimativa clara do prazo de recuperação do investimento, auxiliando na avaliação de riscos e na liquidez do projeto.

Por outro lado, o método apresenta limitações importantes. O *payback* descontado não considera os fluxos de caixa que ocorrem após o período de recuperação, o que pode levar à rejeição de projetos que geram retornos significativos no longo prazo. Também não fornece uma medida direta de rentabilidade ou criação de valor, como ocorre no caso do VPL, e pode levar a decisões distorcidas quando utilizado isoladamente (Ross et al., 2003).

Portanto, embora o *payback* descontado seja um critério útil, sobretudo como medida de risco e liquidez, recomenda-se que ele seja aplicado em conjunto com indicadores mais

abrangentes, como o VPL e a TIR, de modo a garantir uma análise mais completa e consistente da viabilidade do investimento.

3. METODOLOGIA

A metodologia adotada neste trabalho contempla a caracterização dos tipos e portes de usinas de cana-de-açúcar a serem avaliadas. Em seguida, é descrito o sistema de biodigestão anaeróbia escolhido para o tratamento da vinhaça, considerando suas vantagens operacionais e ambientais. Por fim, são apresentados os procedimentos de cálculo para o dimensionamento da planta de biodigestão e para a determinação dos principais indicadores econômicos, visando avaliar a viabilidade técnico-econômica da produção de biogás nas diferentes escalas de biorrefinarias.

3.1. Tipos e portes de usinas de cana-de-açúcar e definição dos cenários

Para avaliar o desempenho econômico da produção de biometano a partir da biodigestão da vinhaça, foram analisadas duas tipologias de usinas:

- Usina anexa: produção de etanol a partir de misturas de caldo e melaço, sendo o melaço um subproduto da produção de açúcar. Esse tipo de *layout* corresponde ao principal tipo de processamento de cana-de-açúcar no Brasil (Melo et al., 2024).
- Usina autônoma: utiliza exclusivamente o caldo da cana para a produção de etanol, sem produção de açúcar.

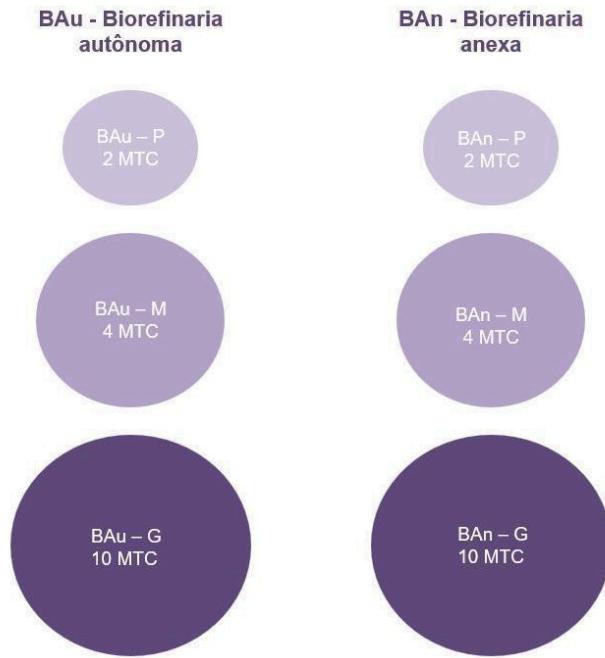
Além disso, foram considerados três portes industriais, definidos com base na capacidade de moagem anual de cana-de-açúcar:

- Pequeno porte: até 2 milhões de toneladas de cana (MTC) por safra (para este trabalho, considerou-se 2 MTC).
- Médio porte: entre 2 e 4 MTC por safra (para este trabalho, considerou 4 MTC).
- Grande porte: acima de 4 MTC por safra. Neste caso, considerou-se 10 MTC, correspondente à capacidade de moagem da Usina São Martinho, localizada em Pradópolis, SP, correspondendo à maior biorrefinaria de cana-de-açúcar do mundo.

Ressalta-se que a literatura não apresenta faixas de valores exatos para diferenciar as usinas entre pequeno, médio e grande porte. Os valores usados neste estudo foram definidos pelos autores. A abordagem utilizada permite entender como o tipo e o porte da usina influenciam a geração de vinhaça, a viabilidade técnica e econômica da biodigestão e o

potencial de produção de biometano. Com base na combinação entre o tipo de usina e o porte produtivo, a Figura 6 apresenta os seis cenários definidos para estudo.

Figura 6: Cenários de biorrefinarias definidos por tipologia e porte. Legenda: P – pequeno porte, M – médio porte, G – grande porte.



Fonte: As autoras (2025).

A Tabela 1 apresenta os principais dados de entrada utilizados na avaliação, de acordo com o tipo de cenário.

Tabela 1: Dados de entrada para cálculos. BAu – biorrefinaria autônoma, BAn – biorrefinaria anexa.

Parâmetro	BAu	BAn
Rendimento de etanol (L/TC)	82,9 ^a	53,4 ^a
Rendimento de açúcar (kg/TC)	-	50,8 ^a
DQO vinhaça (g/L)	17,8 ^b	42,9 ^b
Geração específica (L/L)	13 ^b	13 ^b
Período de safra (dias)	232 ^c	232 ^c

Fonte: ^a Moraes et al. (2014); ^b Santos et al. (2019); ^c CONAB (2011).

3.2. Sistema de biodigestão de vinhaça em dois estágios avaliado

O cenário técnico adotado para a análise é baseado na biodigestão de vinhaça em duas etapas com foco na remoção de sulfato durante a fermentação. Este esquema foi selecionado por apresentar os melhores resultados energéticos e econômicos em estudos recentes (Fuess et al., 2023).

Etapa 1 – Reator fermentativo-sulfetogênico

- A vinhaça é submetida a um processo fermentativo em reatores anaeróbios estruturados (AnSTBR, do inglês *anaerobic structured-bed reactor*), operando em condições termofílicas (55 °C).
- A etapa tem como objetivo a fermentação de substratos altamente biodegradáveis (carboidratos e glicerol) e a remoção do sulfato por meio de sulfetogênese controlada; atividade de bactérias redutoras de sulfato (BRS), reduzindo a atividade fermentativa e evitando a formação de gás sulfídrico (H₂S) na etapa seguinte. Isso permite atingir a remoção de até 90,8% do sulfato presente na vinhaça (Fuess et al., 2023). A eliminação do sulfato antes da metanogênese reduz a competição por elétrons entre

BRS e arqueias metanogênicas, evitando perdas de metano e a contaminação do biogás com H₂S.

- O pH é mantido acima de 6,0, utilizando NaOH e uma pequena dose de bicarbonato de sódio (NaHCO₃), i.e., 0,05 g NaHCO₃/g DQO.
- A fermentação também melhora a biodegradabilidade da vinhaça, favorecendo a produção de ácidos voláteis que serão convertidos em metano.

Etapa 2 – Reator metanogênico

- O efluente fermentado, agora com baixo teor de sulfato, é processado em reatores metanogênicos (AnSTBR) operando em condições mesofílicas (30 °C).
- A ausência de sulfato permite uma produção mais eficiente de metano, com concentrações superiores a 80% no biogás (Fuess et al., 2023).
- A alcalinização pode ser feita por:
 - Dosagem de NaHCO₃, ou
 - Recirculação da fase líquida contendo bicarbonato gerado pelos microrganismos metanogênicos.

Neste trabalho, será considerada apenas a segunda opção (recirculação do efluente biodigerido), visto que a dosagem de NaHCO₃ inviabiliza a digestão anaeróbia em termos econômicos e ambientais (Fuess et al., 2017; 2023).

Tabela 2: Desempenho dos reatores (fermentativo-sulfetogênico e metanogênico) utilizados como base na avaliação dos cenários.

Parâmetro	Fermentação com remoção de sulfato	Metanogênese de vinhaça sem sulfato
Tipo de reator	AnSTBR com suporte de PEBD	AnSTBR com suporte de PU
Carga orgânica volumétrica (COV) (kg DQO/m ³ /dia)	68,4	20,0
Temperatura (°C)	55,0	30,0
pH	7,19	8,37
Dosagem de NaOH	1,18 g/L de vinhaça	65,4 mg/g DQO
Dosagem de NaHCO ₃	0,05 g/g DQO	-
Eficiência de remoção de DQO (%)	13,3	83,9
Eficiência de remoção de sulfato (%)	90,8	Desprezível
Alcalinidade parcial (mg CaCO ₃ /L)	3.493	9.093
Produção de bioH ₂ (Nm ³ /kg DQO)	0,004	—
Rendimento de CH ₄ (Nm ³ /kg DQO convertido)	—	0,334
Fração de H ₂ no biogás (%)	18,9	0
Fração de CH ₄ no biogás (%)	0	81,6
Fração de H ₂ S no biogás (%)	4,8	0

Fonte: Adaptado de Fuess et al. (2023).

O sistema de biodigestão escolhido apresenta vantagens significativas em relação aos demais esquemas de biodigestão (em fase única ou mesmo com separação de fases e

recuperação de hidrogênio na fase fermentativa), especialmente no que diz respeito à qualidade e ao aproveitamento energético do biogás gerado na etapa metanogênica. A principal característica desse modelo é a remoção eficiente do sulfato durante a etapa fermentativa, o que resulta em um substrato mais adequado para a metanogênese. Essa remoção não apenas evita a formação de gás sulfídrico (H_2S), que compromete a qualidade do biogás, como também reduz os custos associados à purificação do gás e aumenta seu poder calorífico.

Neste contexto, o uso pretendido do biogás é sua purificação para obtenção de biometano, com aplicação na substituição do óleo diesel em operações agrícolas da própria usina, como o abastecimento de tratores, caminhões e colhedoras. Essa escolha se justifica pela elevada qualidade do biogás gerado, que apresenta baixo teor de impurezas e alto poder calorífico, reduzindo significativamente os custos de purificação e compressão (Melo et al. 2024). Essa estratégia está alinhada às diretrizes da Política Nacional de Biocombustíveis – RenovaBio, que incentiva a redução das emissões de gases de efeito estufa e a ampliação do uso de biocombustíveis na matriz energética brasileira (Cardoso, 2024). Além de contribuir para a descarbonização do setor sucroenergético, o uso do biometano fortalece a autossuficiência energética da usina, reduz a dependência de combustíveis fósseis e possibilita a geração de Créditos de Descarbonização (CBIOs), conforme previsto na regulamentação vigente (CIBiogás, 2023; EPE, 2023). Essa abordagem reforça o papel estratégico do biogás e do biometano na transição energética e na valorização de resíduos agroindustriais, conforme discutido na literatura e evidenciado por iniciativas recentes no setor.

3.3. Procedimentos de cálculo

Com base nos dados previamente apresentados, foram realizados cálculos essenciais para definir o tamanho dos reatores e consequentemente estimar as respectivas produções de biogás, utilizando metodologias descritas em estudos anteriores. Para tanto, foram utilizadas as Equações 1, 2 e 3 destacadas abaixo.

$$COA = \frac{CM \times RE \times SVP \times DQO}{PT} \quad \text{Equação 1}$$

onde:

- COA é a carga orgânica aplicada, em kg DQO d^{-1} ;

- CM é a capacidade de moagem da usina, em Toneladas de cana-de-açúcar;
- RE é o rendimento de etanol, em m^3 TC $^{-1}$;
- SVP é a produção específica da vinhaça, em m^3 de vinhaça por m^3 de etanol;
- DQO é a demanda química de oxigênio da vinhaça, em kg DQO m^{-3} ;
- PT é o período de tempo dos dados acima, em dias.

$$VBG = \frac{COA \times (1 - ER_{DQO}^{FERM}) \times ER_{DQO}^{CH4} \times RM}{f(CH_4)} \quad \text{Equação 2}$$

onde:

- VBG é a vazão de biogás, $Nm^3 d^{-1}$;
- COA é a carga orgânica aplicada, em kg DQO d^{-1} ;
- ER_{DQO}^{FERM} é a remoção de DQO na etapa fermentativa, sendo adimensional;
- ER_{DQO}^{CH4} é a remoção de DQO na etapa metanogênica, sendo adimensional;
- RM é o rendimento de metano, em $Nm^3 kg^{-1}DQO$
- $f(CH_4)$ a fração de metano no biogás.

$$PEB_{CH4} = COA \times (1 - ER_{DQO}^{FERM}) \times ER_{DQO}^{CH4} \times RM \times PCI_{CH4} \times PT \quad \text{Equação 3}$$

onde:

- PEB $_{CH4}$ é o potencial energético bruto, em MJ;
- COA é a carga orgânica aplicada, em kg DQO d^{-1} ;
- ER_{DQO}^{FERM} é a remoção de DQO na etapa fermentativa, sendo adimensional;
- ER_{DQO}^{CH4} é a remoção de DQO na etapa metanogênica, sendo adimensional;
- RM é o rendimento de metano, em $Nm^3 kg^{-1}DQO$
- PCI $_{CH4}$ é o poder calorífico inferior do metano, em MJ Nm^{-3} ;
- PT é o período de safra, em dias.

3.4. Avaliação econômica

A análise econômica foi desenvolvida aplicando indicadores financeiros amplamente conhecidos e utilizados em estudos técnico-econômicos de biocombustíveis, sendo esses o

Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o *payback* descontado (Fuess et al., 2023).

Para os cálculos, foram consideradas as seguintes premissas (Fuess et al., 2023):

- Taxa mínima de atratividade (TMA) de 12%
- Vida útil do empreendimento de 25 anos
- Depreciação contábil linear ao longo de 10 anos
- Prazo de construção de 2 anos
- Tributação global equivalente a 34%.

Os custos de investimento foram determinados com base nos valores de COA (Eq. 1), que permitiu estimar o dimensionamento das plantas de biodigestão. Além disso, para o cálculo do custo de investimento e de produtos químicos, foram considerados os valores abaixo, referentes à implantação das usinas, purificação do biogás e geração de energia elétrica. Os valores de mercado empregados para os principais produtos obtidos a partir do biogás foram (Fuess et al., 2023):

- Eletricidade: 142,41 US\$ MWh⁻¹
- Venda do BioCH₄: 0,62 US\$ Nm⁻³
- Diesel: custo de 1,31 US\$ L⁻¹, conforme informações da Petrobras.

Todos os valores econômicos (custos de investimento, operação e preços de mercado) foram atualizados para junho de 2024, com base no *Chemical Engineering Cost Plant Index* (CEPCI). Para as conversões monetárias, adotaram-se as seguintes taxas de câmbio de outubro de 2025: US\$ 1 igual a R\$5,32 e 1 € igual a US\$ 1,16, conforme dados do Banco Central do Brasil (BCB) e Banco Central Europeu (BCE), respectivamente.

Tabela 3: Custos de referência para produção e uso do biometano.

Parâmetro	Valor corrigido
Transporte de biogás (US\$ Nm ⁻³ Biogás d ⁻³)	0,13 ^a
Planta de <i>upgrading</i> (US\$ kg ⁻¹ BioCH ₄)	2.291,93 ^b
Compressor de BioCH ₄ (US\$ GJ ⁻¹)	0,96 ^c
Pipeline - transporte de BioCH ₄ (US\$ km ⁻¹)	314.899,3 ^d
CAPEX - Injeção de BioCH ₄ (US\$)	621.903,12 ^e
OPEX - Injeção de BioCH ₄ (US\$ por ano)	76.778,16 ^e
CAPEX - Posto de abastecimento (US\$)	1.199.658,79 ^e
OPEX - Posto de abastecimento (US\$ por ano)	47.986,35 ^e
CAPEX - Remoção de H ₂ S (US\$)	184.891,04 ^f
OPEX - Remoção de H ₂ S (US\$ por ano)	19.702,28 ^f

Fonte: ^a Salomon et al. (2011); ^b Alfonso-Cardero et al. (2021); ^c Nrel Saur et al. (2010); ^d Nelissen et al. (2022); ^e Keogh et al. (2022); ^f Diaz et al. (2017).

No presente estudo, considerou-se o bioCH₄ como único produto obtido a partir do biogás. Foram avaliadas duas possibilidades de uso do biometano, sendo essas, a injeção na rede de gás com comprimento fixo de duto de 5 km (BioCH₄-grid) e o uso do gás como substituto do diesel na frota da própria biorrefinaria (BioCH₄-diesel). Note que é considerada uma perda total de 2% do biometano produzido na usina. Destaca-se por fim, que, nesse último caso, o consumo de diesel considerado foi de 233,8 kg/ha, para os três portes de estudo, sendo o porte pequeno de 25.000 ha, o médio de 50.000 ha e o grande de 125.000 ha. Tais valores foram calculados com base nos valores descritos e considerados no estudo de Fuess et. al. (2023) para os cálculos de avaliação econômica.

3.4.1. Valor presente líquido

Para o cálculo do VPL, foi utilizada a Equação 4 detalhada abaixo.

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1-i)^t}$$
Equação 4

onde:

- n é a vida útil do projeto;
- t é o tempo (em anos) a partir do início do projeto;
- FC_t é o fluxo de caixa líquido no período t (receitas menos despesas);
- i é a taxa de desconto, que representa o custo de capital ou a taxa mínima de atratividade exigida.

3.4.2. Taxa interna de retorno

Para o cálculo da TIR, foi utilizada a Equação 5 detalhada abaixo.

$$VPL = 0 = I_0 \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t}$$
Equação 5

onde:

- n é a vida útil do projeto;
- t é o tempo (em anos) a partir do início do projeto;
- I₀ é o investimento inicial do empreendimento;
- FC_t é o fluxo de caixa líquido no período t;
- TIR é a taxa interna de retorno que zera o VPL.

3.4.3. Payback descontado

Para o cálculo do payback descontado, foi utilizada a Equação 6 detalhada abaixo.

$$PBD = \min t \text{ tal que } \sum_{k=0}^t \frac{FC_k}{(1+i)^k} \geq I_0$$
Equação 6

onde:

- FC_k é o fluxo de caixa líquido no período k;
- i é a taxa de desconto;
- I₀ é o investimento inicial (geralmente representado como saída de caixa negativa no período zero);

- PBD é o *payback* descontado.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo são apresentados e discutidos os resultados obtidos nas simulações realizadas para os diferentes tipos e portes de usinas avaliados, considerando as condições técnicas e econômicas associadas à produção de biometano a partir da vinhaça de cana-de-açúcar. A análise busca compreender de que forma o porte da planta e o arranjo produtivo (usina autônoma ou anexa) influenciam os volumes gerados, custos envolvidos e indicadores de viabilidade econômica.

Inicialmente, são detalhados os volumes de produção e os custos associados aos diferentes cenários, abrangendo tanto os custos operacionais quanto os investimentos de instalação (dimensionamento das plantas fermentativas e metanogênicas, custos dos equipamentos, custos referentes aos químicos, remoção de sulfato, transporte do biogás, planta de *upgrading*, compressão e purificação do biometano), posteriormente, são apresentadas as estimativas de produção de biogás, destacando as variações decorrentes do porte da usina e da eficiência do processo. Por fim, são discutidos os indicadores técnico-econômicos (VPL, TIR e PBD), comparando os diferentes usos do biometano, a saber, injeção na rede (BioCH₄-grid) e substituição do diesel (BioCH₄-diesel), para cada porte e tipo de usina.

Dessa forma, o presente capítulo busca apresentar os resultados numéricos e interpretá-los com o intuito de observar as viabilidade e atratividade econômica, permitindo compreender as condições em que a produção de biometano se torna mais atrativa dentro do contexto do setor sucroenergético.

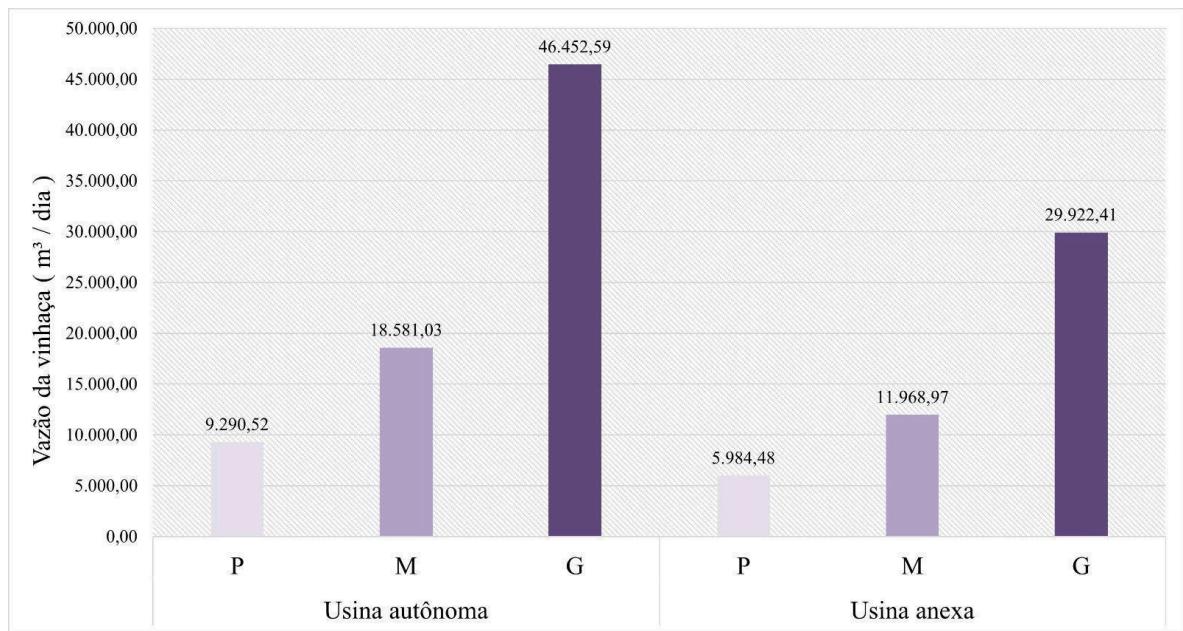
4.1 Volumes e custos por tipos e porte da usina

Seis foram os cenários avaliados neste estudo, considerando diferentes arranjos de usinas, conforme explicado na metodologia deste trabalho. Para cada cenário, foram estimados os volumes de vinhaça gerados, as cargas orgânicas aplicadas, as capacidades volumétricas dos reatores e os custos de implantação e operação das plantas fermentativas e metanogênicas. Os dados foram obtidos a partir de parâmetros técnicos e econômicos descritos na metodologia, considerando um sistema de biodigestão anaeróbia em dois estágios.

A carga orgânica aplicada varia entre as etapas fermentativa e metanogênica, refletindo as características físico-químicas da vinhaça em cada estágio, conforme os resultados dos cálculos apresentados na Tabela 4.

Em ambos os tipos de usina (autônoma e anexa), o aumento do porte implica em maior COA e, consequentemente, em maiores volumes reacionais, exigindo reatores de maior capacidade. Contudo, a diferença na DQO da vinhaça exerce forte influência sobre a COA: embora as usinas anexas apresentem vazões menores de vinhaça, a DQO é significativamente mais elevada, resultando em cargas orgânicas superiores. A Figura 7 apresenta a vazão de vinhaça para cada tipo e porte de usina, evidenciando que as usinas autônomas possuem vazões mais altas ($4,65 \times 10^4 \text{ m}^3 \text{ d}^{-1}$ no porte grande), enquanto as anexas apresentam valores menores ($2,99 \times 10^4 \text{ m}^3 \text{ d}^{-1}$ no mesmo porte).

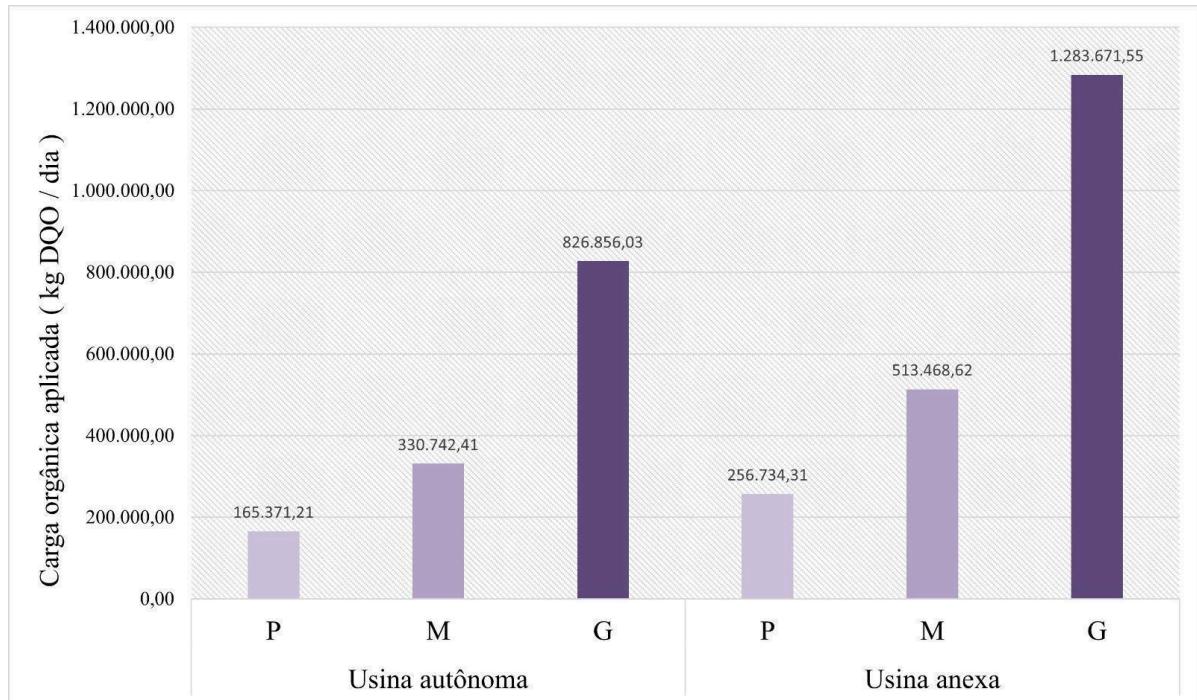
Figura 7: Vazão da vinhaça nas plantas fermentativa e metanogênica referente a cada cenário.



Fonte: As autoras (2025).

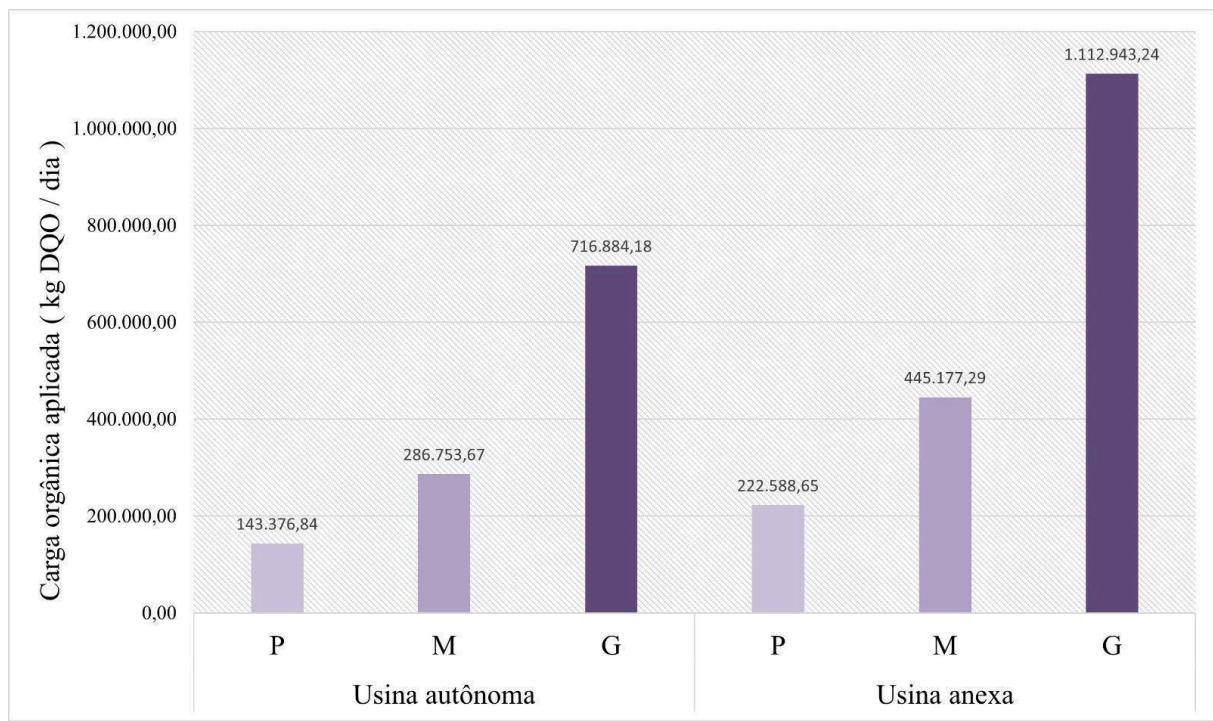
Já as Figuras 8 e 9 mostram a COA nas etapas fermentativa e metanogênica, respectivamente, destacando que, mesmo com menor vazão, as usinas anexas atingem cargas orgânicas mais elevadas devido à maior concentração de matéria orgânica (DQO), chegando a $1,28 \times 10^6 \text{ kg DQO d}^{-1}$ na fermentativa e $1,11 \times 10^6 \text{ kg DQO d}^{-1}$ na metanogênica para o porte grande. Essas diferenças impactam diretamente não apenas a capacidade de produção de biogás, mas também o dimensionamento dos reatores: como as usinas anexas geram menor vazão de vinhaça, os volumes reacionais necessários são menores, o que pode reduzir os custos de instalação dos biodigestores em comparação às usinas autônomas. As figuras permitem visualizar claramente como esses parâmetros variam entre os cenários e influenciam tanto o projeto das plantas fermentativas e metanogênicas quanto a viabilidade econômica do sistema.

Figura 8: Carga orgânica aplicada na planta fermentativa referente a cada cenário.



Fonte: As autoras (2025).

Figura 9: Carga orgânica aplicada na planta metanogênica referente a cada cenário.



Fonte: As autoras (2025).

Em relação aos custos de instalação dos reatores, as plantas fermentativas apresentam valores crescentes de implantação, variando de aproximadamente US\$ 1,8 milhões no porte pequeno para mais de US\$ 8,8 milhões no porte grande (usinas autônomas), enquanto varia de US\$ 2,7 milhões a US\$ 13,7 milhões nas usinas anexas. Já as plantas metanogênicas apresentam custos significativamente superiores, indo de cerca de US\$ 5,2 milhões a US\$ 26,1 milhões (usinas autônomas) e varia de US\$ 8,1 milhões a US\$ 40,6 milhões (usinas anexas), refletindo a complexidade tecnológica da etapa de purificação e compressão do biogás.

Os custos operacionais anuais acompanham essa tendência, sendo mais elevados nas plantas fermentativas devido ao consumo de insumos químicos, NaOH e NaHCO₃, utilizados para controle de pH. Nas plantas metanogênicas, embora o consumo seja restrito ao NaOH, os custos ainda são relevantes, especialmente em usinas de grande porte.

Tabela 4: Componentes e custos das plantas fermentativa e metanogênica de acordo com o cenário de usina autônoma.

Componente	BAu - P		BAu - M		BAu - G	
	Fermentativa	Metanogênica	Fermentativa	Metanogênica	Fermentativa	Metanogênica
Variáveis						
Vazão da vinhaça (m ³ / d)	9.290,52		18.581,03		46.452,59	
Carga orgânica aplicada (kg DQO / d)	165.371,21	143.376,84	330.742,41	286.753,67	826.856,03	716.884,18
Volume efetivo* do reator (m ³)	2.544,96	7.168,84	5.089,91	14.337,68	12.724,78	35.844,21
Consumo anual de NaOH (kg)	2.543.372,00	2.175.428,06	5.086.744,00	4.350.856,13	12.716.860,00	10.877.140,32
Consumo anual de NaHCO ₃ (kg)	1.918.306,00	-	3.836.612,00	-	9.591.530,00	-
Custos						
Custo de instalação (US\$)	1.765.238,39	5.234.178,97	3.530.476,79	10.468.357,94	8.826.191,96	26.170.894,84
Custo anual de operação (US\$)	44.130,96	130.854,47	88.261,92	261.708,95	220.654,80	654.272,37
Custos anuais com químicos (US\$)	1.865.293,72	821.210,95	3.730.587,44	1.642.421,9	9.326.468,6	4.106.054,74

*O volume efetivo do reator representa 5% a mais da capacidade volumétrica do reator.

Fonte: As autoras (2025).

Nos cenários de usinas anexas, verifica-se um comportamento semelhante ao das autônomas em relação ao aumento dos custos com o porte, porém com valores absolutos mais

elevados. Essa diferença decorre da maior carga orgânica nas usinas anexas (apesar das menores vazões de vinhaça), o que implica em reatores de maior volume e maior consumo de insumos químicos.

Os custos de instalação das plantas fermentativas variam de aproximadamente US\$ 2,7 milhões no porte pequeno para mais de US\$ 13,7 milhões no porte grande. Nas plantas metanogênicas, os valores são ainda mais expressivos, indo de cerca de US\$ 8,1 milhões a US\$ 40,6 milhões, reforçando a influência da escala e da complexidade tecnológica.

Os custos operacionais anuais também são superiores aos das usinas autônomas, principalmente devido ao maior consumo de insumos químicos na etapa fermentativa, considerando a dosagem em função da DQO da vinhaça. Essa tendência confirma que as usinas anexas demandam investimentos iniciais e custos recorrentes mais elevados, o que deve ser considerado na análise de viabilidade econômica.

Tabela 5: Componentes e custos das plantas fermentativa e metanogênica de acordo com o cenário de usina anexa.

Componente	BAn - P		BAn - M		BAn - G	
	Fermentativa	Metanogênica	Fermentativa	Metanogênica	Fermentativa	Metanogênica
Variáveis						
Vazão da vinhaça (m ³ / d)	5.984,48		11.968,97		29.922,41	
Carga orgânica aplicada (kg DQO / d)	256.734,31	222.588,65	51.468,62	445.177,29	1.283.671,55	1.112.943,24
Volume efetivo* do reator (m ³)	3.950,97	11.129,43	7.901,97	22.258,86	19.754,87	55.647,16
Consumo anual de NaOH (kg)	1.638.312,00	3.377.293,02	3.276.624,00	67.54.586,05	8.191.560,00	16.886.465,12
Consumo anual de NaHCO ₃ (kg)	2.978.118,00	-	5.956.236,00	-	14.890.590,00	-
Custos						
Custo de instalação (US\$)	2.740.484,69	8.125.920,79	5.480.969,39	16.251.841,57	13.702.423,47	40.629.603,93
Custo anual de operação (US\$)	68.512,12	203.148,02	137.024,23	406.296,04	342.560,59	1.015.740,1
Custos anuais com químicos (US\$)	2.023.729,82	1.274.907,71	4.047.459,65	2.549.815,42	10.118.649,12	6.374.538,55

*O volume efetivo do reator representa 5% a mais da capacidade volumétrica do reator.

Fonte: As autoras (2025).

Comparando os dois tipos de usinas, observa-se que as usinas anexas apresentam custos totais mais elevados em todos os portes, tanto na implantação quanto na operação, devido à maior carga orgânica. Por outro lado, esse tipo de usina também oferece maior potencial de produção de biometano, o que pode compensar os investimentos adicionais dependendo do cenário de uso do gás e das condições de mercado. A grande vantagem das usinas anexas (sobre as autônomas) é a flexibilidade quanto ao direcionamento da produção para intensificar a produção de açúcar ou de etanol em função do preço de ambos no mercado. Rotineiramente, os preços do açúcar são mais atrativos, o que leva a um maior direcionamento do total de açúcares redutores totais para as fábricas de açúcar (em relação às destilarias). Por outro lado, tal flexibilidade afeta diretamente a quantidade e qualidade da vinhaça, o que impactará diretamente o desempenho da planta anaeróbia e, consequentemente, o aproveitamento do biogás.

Em relação ao porte, o aumento da escala implica maior volume de biogás e consequentemente maior produção de biogás, mas também em investimentos significativamente maiores, especialmente nas plantas metanogênicas. Essa análise reforça a importância de considerar simultaneamente os aspectos técnicos e econômicos na definição da estratégia de aproveitamento energético da vinhaça, garantindo que a escolha do tipo e porte da usina seja compatível com os objetivos financeiros e ambientais do empreendimento.

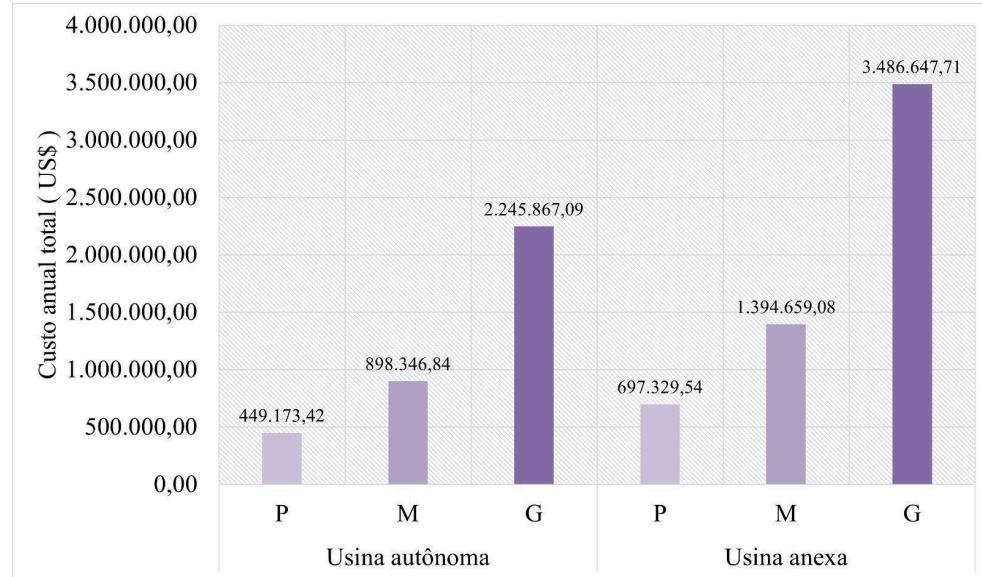
4.2 Utilização do biogás

4.2.1. Custos de instalação e de operação

A avaliação dos custos associados ao uso do biogás foi realizada considerando dois destinos principais para o BioCH₄ produzido: injeção na rede de gás natural e substituição do diesel em frotas do processo produtivo. Os cenários foram analisados para cada configuração adotada na metodologia.

Na planta fermentativa, os custos estão associados ao transporte do biogás bruto e à remoção de gás sulfídrico, além dos custos de instalação e custo anual de operação. Os valores aumentam com o porte da usina e são mais elevados nas configurações anexas, devido à maior produção de biogás e à maior carga orgânica processada. Na Figura 10, nota-se que os custos crescem proporcionalmente ao porte, refletindo a maior complexidade logística e necessidade de infraestrutura adicional.

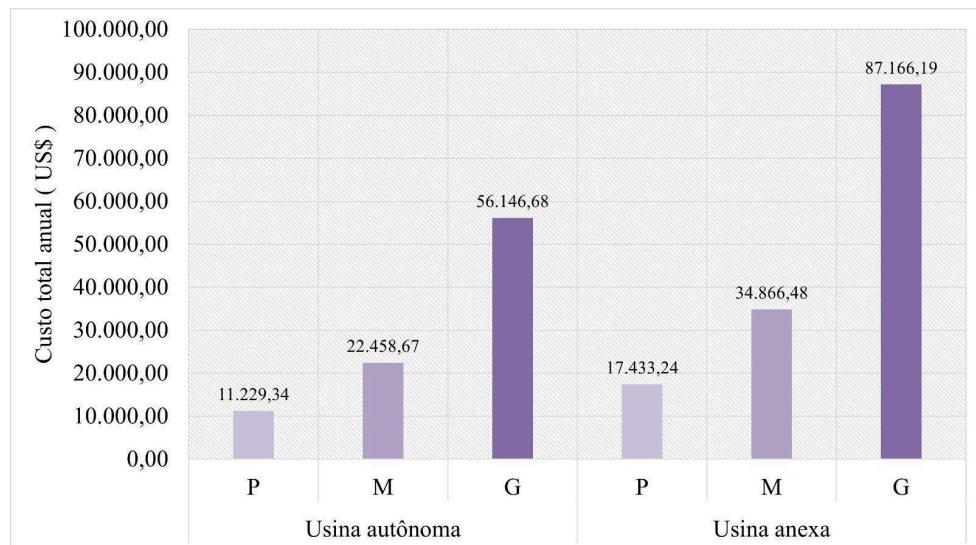
Figura 10: Custos totais de instalação e transporte do biogás na planta fermentativa.



Fonte: As autoras (2025).

Essa tendência indica que os investimentos iniciais são fortemente influenciados pelo porte e pelo tipo de usina, reforçando a importância de avaliar a viabilidade econômica considerando economias de escala. Na figura 11, observa-se que, embora os custos recorrentes também aumentem com o porte, eles representam uma fração menor em relação ao investimento inicial, sugerindo que os custos fixos podem ser diluídos ao longo da vida útil do projeto. O custo anual de operação acompanha o porte da usina, sendo mais elevado nas usinas anexas.

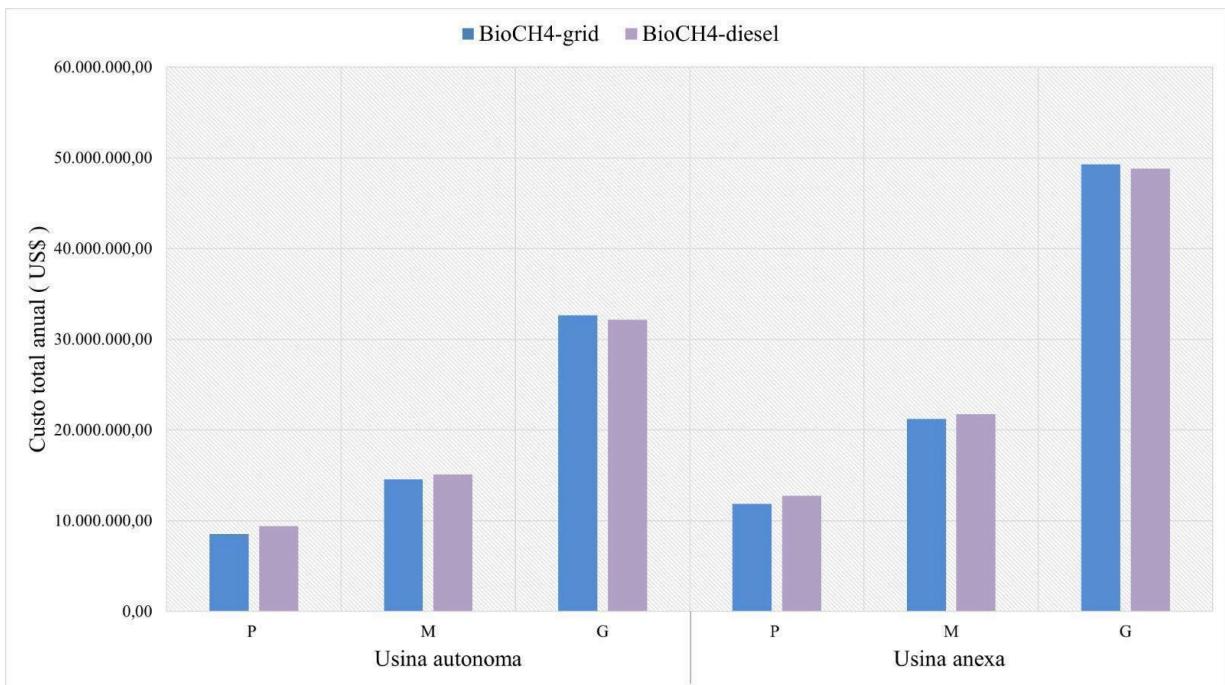
Figura 11: Custo anual de operação na planta fermentativa.



Fonte: As autoras (2025).

Na planta metanogênica, os custos são mais complexos e incluem *upgrading* do biogás, compressão, injeção em rede ou abastecimento veicular, transporte, e infraestrutura de estação de abastecimento, além dos custos totais de instalação e operação anual. Na Figura 12, observa-se que os valores são significativamente maiores que os da planta fermentativa, refletindo a complexidade e a capacidade dos sistemas necessários para transformar o biogás bruto.

Figura 12: Custos totais de instalação e transporte de biogás na planta metanogênica.

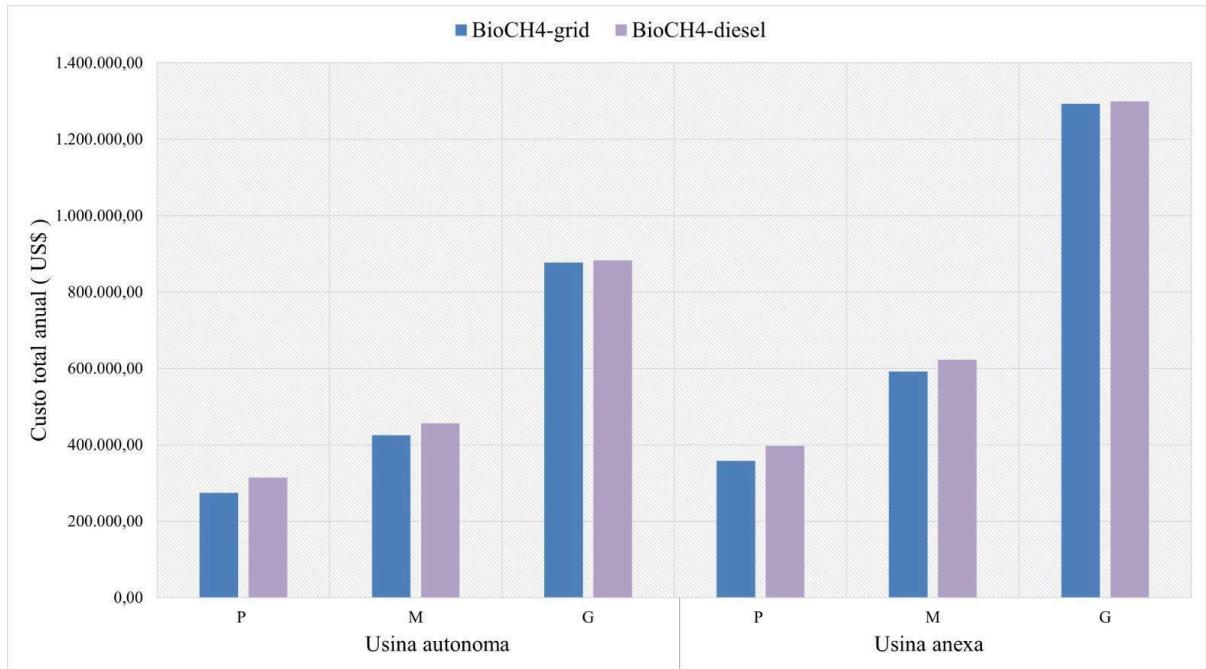


Fonte: As autoras (2025).

Evidencia-se que a etapa de purificação e adequação do gás para uso energético é um dos principais fatores que elevam o CAPEX (Despesa de capital), tornando essencial a análise de retorno econômico para justificar esses investimentos. Os custos anuais de operação também são mais elevados que os da planta fermentativa. A análise dos componentes revela que os maiores investimentos estão concentrados nas unidades de *upgrading* e compressão, seguidos pela infraestrutura de injeção ou abastecimento. Apesar das diferenças nos usos do biogás (injeção na rede ou substituição do diesel), os indicadores econômicos apresentaram valores próximos (Figura 12). Isso ocorre porque a produção de biometano é idêntica nos dois cenários e os preços de venda ou equivalência energética são similares. Além disso, os custos adicionais específicos de cada alternativa (compressão e injeção para a rede versus infraestrutura de abastecimento e adaptação da frota para diesel) acabam equilibrando as diferenças de receita, resultando em CAPEX e OPEX (Despesa operacional) totais

semelhantes. A Figura 13 apresenta os custos anuais totais para cada cenário, mantendo o padrão observado na Figura 12, com resultados próximos entre os dois usos do biogás.

Figura 13: Custo anual de operação na planta metanogênica.



Fonte: As autoras (2025).

Os resultados das Figuras 12 e 13 indicam que, para os dois usos avaliados do biogás, os custos totais e operacionais apresentam valores muito próximos. Isso ocorre porque a produção de biometano é a mesma nos dois cenários e os preços de comercialização ou equivalência energética são similares, enquanto os custos específicos de cada alternativa acabam se compensando. Caso fosse selecionado outro tipo de uso, como a geração de eletricidade, os resultados seriam significativamente diferentes (tendo CAPEX e OPEX mais caros, conforme estudo de Fuess et al., 2023), pois envolveriam tecnologias e estruturas distintas. No contexto analisado, a principal diferença entre os usos do biogás está na receita obtida, que tende a ser maior quando o biometano é direcionado para substituir o diesel, devido à economia gerada com a redução do consumo de combustível fóssil.

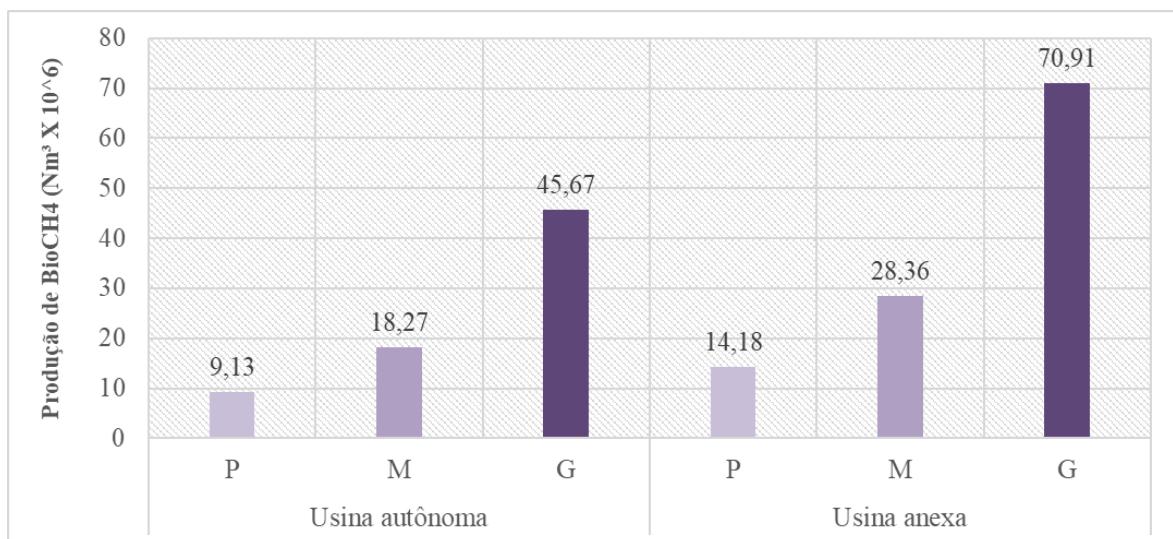
4.2.2. Produção do biogás

A Figura 14 apresenta os resultados obtidos para produção de BioCH₄, em Nm³ × 10⁶, estimada para os três diferentes portes (pequeno, médio e grande), e considerando os dois arranjos do estudo em questão, usina autônoma e usina anexa.

Observa-se que, em ambos os casos, há relação diretamente proporcional entre o aumento do porte e a produção de biometano. Na usina autônoma, a produção estimada foi de 9,13; 18,27 e $45,67 \times 10^6 \text{ Nm}^3$ para os portes pequeno, médio e grande, respectivamente. Já na usina anexa, os valores foram superiores, atingindo 14,18; 28,36 e $70,91 \times 10^6 \text{ Nm}^3$ de BioCH₄ para os mesmos portes.

Esses resultados indicam dois comportamentos principais: (i) para um mesmo porte, a usina anexa apresenta um desempenho aproximadamente 55 % superior à usina autônoma. Essa tendência é a mesma para todos os portes analisados, sugerindo que o modelo anexo possui condições mais favoráveis quando se visa uma maior produção de bioCH₄; (ii) o crescimento do porte operacional da planta implica em um aumento expressivo na produção de biometano.

Figura 14: Produção de biometano nos diferentes portes e tipos de usinas.



Fonte: As autoras (2025).

Esse resultado está de acordo com o estudo de Siqueira et al. (2021), que identificou um maior potencial de geração de biogás em usinas integradas do setor sucroenergético, justamente pela otimização dos fluxos internos de energia e resíduos.

Em relação ao comportamento observado entre os diferentes portes de usinas, verifica-se o resultado esperado: o aumento do porte está diretamente associado à ampliação da capacidade produtiva e operacional.

Do ponto de vista ambiental e energético, o melhor desempenho das usinas anexas representa maior potencial de substituição de combustíveis fósseis para reduzir as emissões GEE, já que, segundo Christofolletti et al. (2013), a digestão anaeróbia reduz a carga orgânica

do efluente e ainda gera biogás, este que pode ser purificado e utilizado como biometano. Em escala industrial, esse processo contribui e está diretamente ligado aos princípios da economia circular, que aproveita os resíduos para geração de energia renovável.

Outro ponto interessante de se destacar é a codigestão, uma prática que combina a vinhaça com outros resíduos, como a torta de filtro. Estudos mostram que essa técnica pode aumentar em até 30% a produção de biogás (Souza et al., 2020), tornando o processo energeticamente mais eficiente. Essa alternativa seria mais vantajosa nas usinas anexas, já que é o tipo de usina com maior variedade e quantidade de subprodutos disponíveis para esse processo. Contudo, seria necessária uma readequação da tecnologia de biodigestão, tendo em vista a necessidade do processamento de um maior teor de sólidos (oriundos da torta de filtro). Neste caso, reatores que propiciem melhores condições de mistura, tais como os reatores de mistura completa ou CSTR seriam mais adequados. Algumas plantas brasileiras, tais como a Usina Cocal (Narandiba, SP) e a Usina Bonfim (Guariba, SP) empregam tal tecnologia no processamento de vinhaça e torta de filtro para produção de biogás.

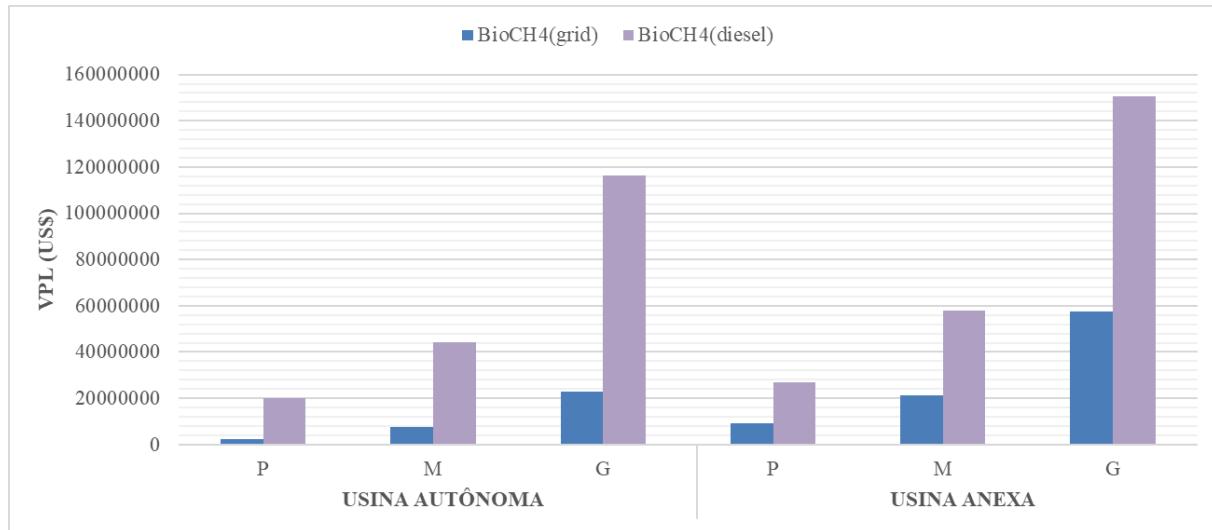
De forma geral, levando em consideração as análises levantadas, os resultados reforçam que investir em usinas anexas de maior porte é uma estratégia vantajosa do ponto de vista econômico e sustentabilidade energética do setor sucroenergético do Brasil.

4.3 Desempenho econômico dos diferentes *layouts* de usina

A análise técnico-econômica foi baseada no VPL, TIR e PBD, a fim de atingir os objetivos descritos, observando, entre os seis cenários de interesse, aqueles que apresentam maior atratividade econômica.

A Figura 15 apresenta os valores estimados do VPL, em US\$, para o aproveitamento energético do biometano (BioCH_4) a partir da vinhaça de cana-de-açúcar.

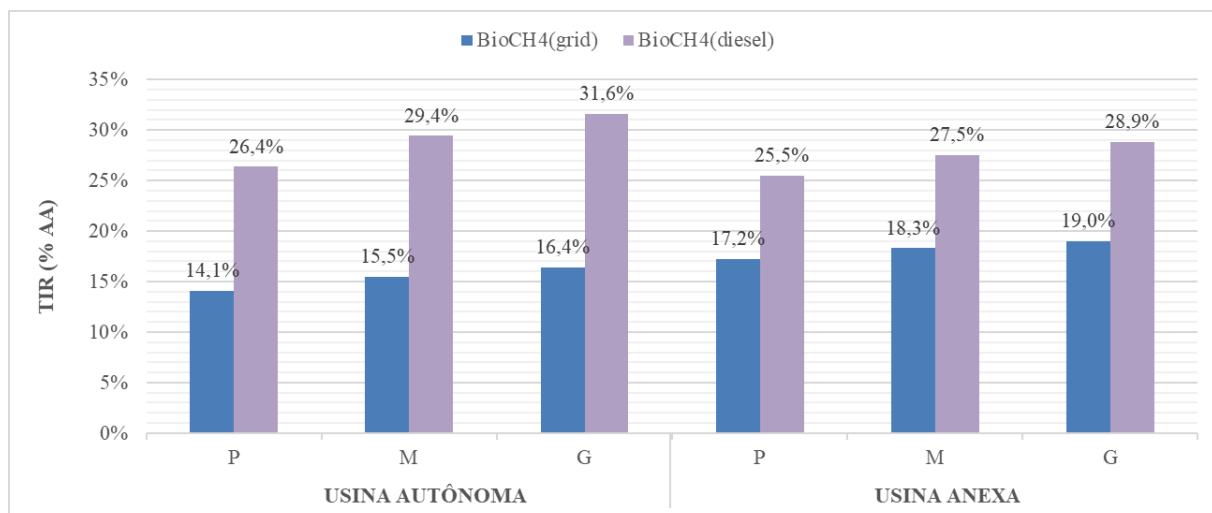
Figura 15: Valor Presente Líquido dos cenários de estudo.



Fonte: As autoras (2025).

A Figura 16 apresenta os valores estimados da TIR (%AA) para a produção de biometano (BioCH_4) a partir da vinhaça de cana-de-açúcar.

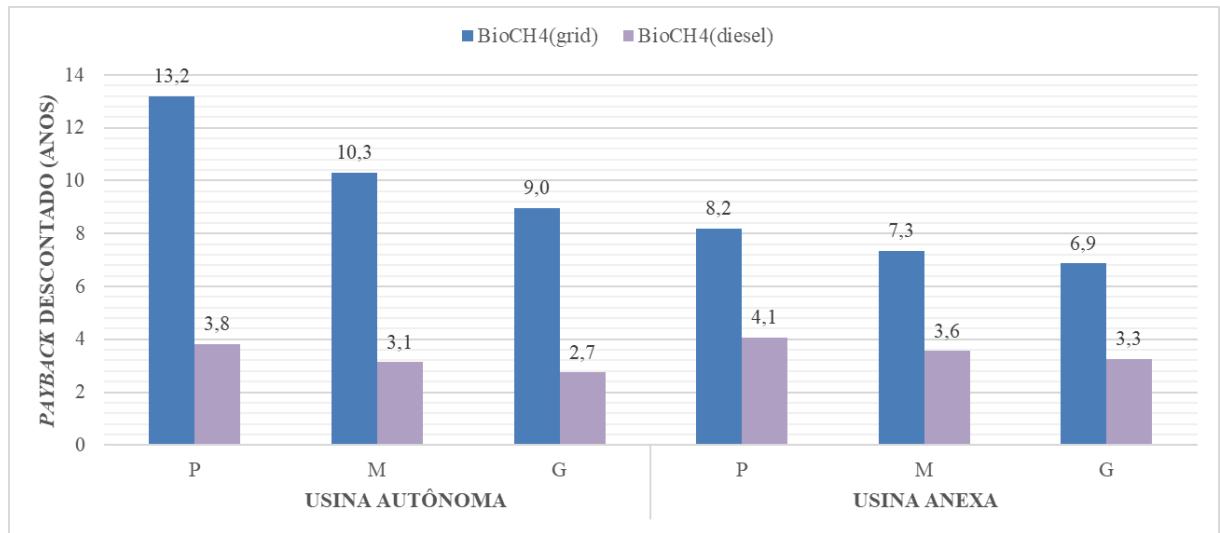
Figura 16: Taxa de Retorno nos cenários de estudo.



Fonte: As autoras (2025).

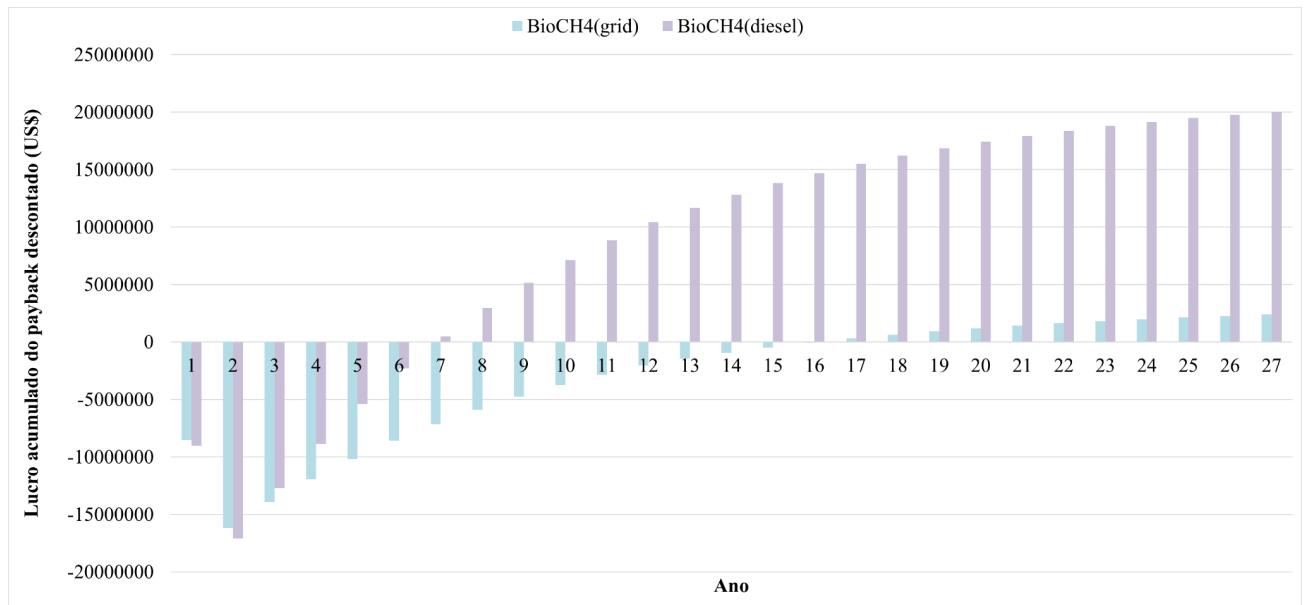
A Figura 17 apresenta o PBD (anos) referente à produção de biometano (BioCH_4) a partir da vinhaça de cana-de-açúcar, sendo esse resultado detalhado nas figuras 15, 16, 17, 18, 19 e 20, que apresenta o comportamento do lucro acumulado descontado ao longo do período de análise.

Figura 17: *Payback* descontado nos cenários de estudo.



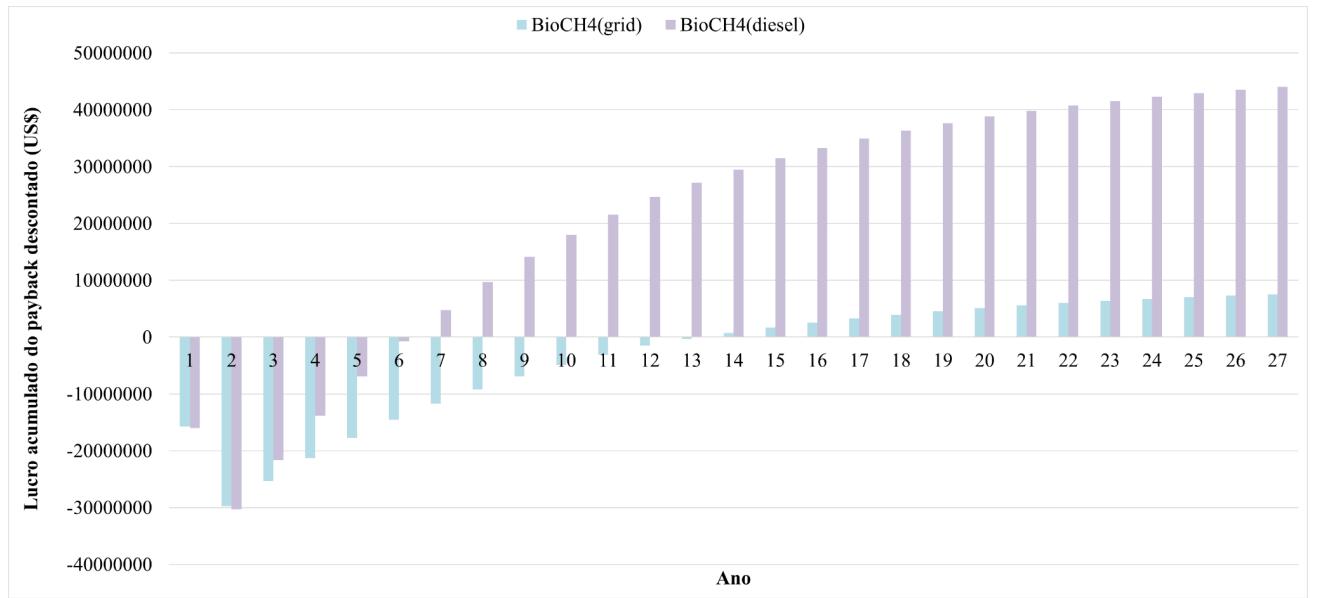
Fonte: As autoras (2025).

Figura 18: Lucro acumulado do *payback* descontado na usina autônoma de pequeno porte.



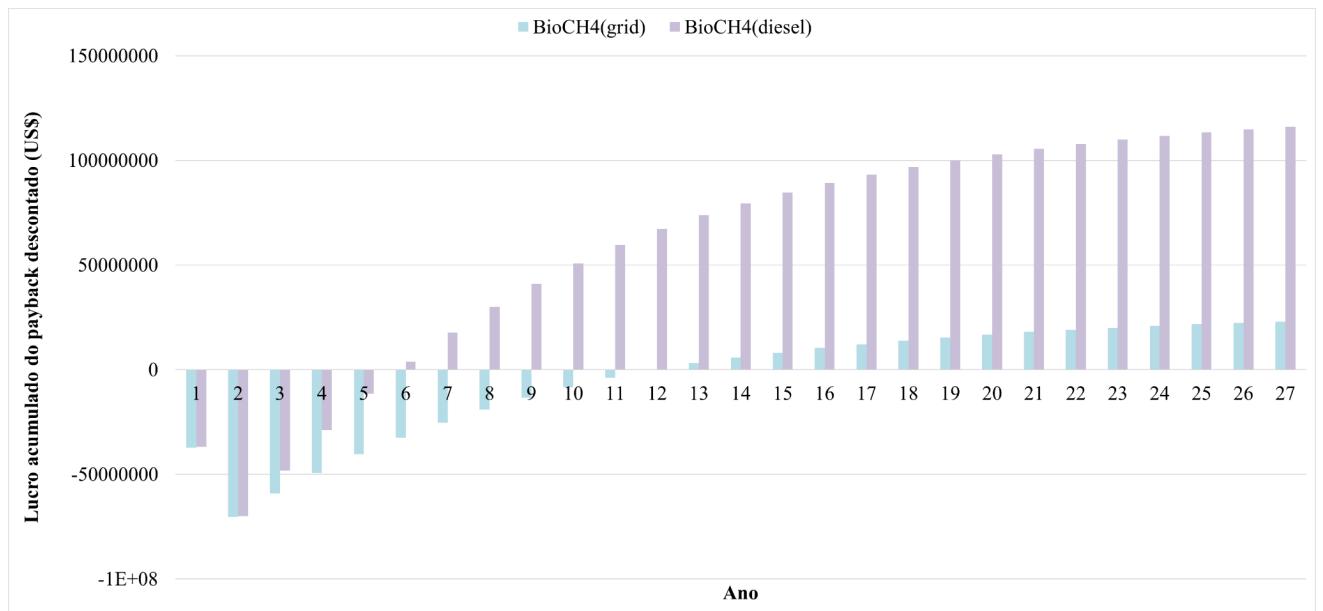
Fonte: As autoras (2025).

Figura 19: Lucro acumulado do *payback* descontado na usina autônoma de médio porte.



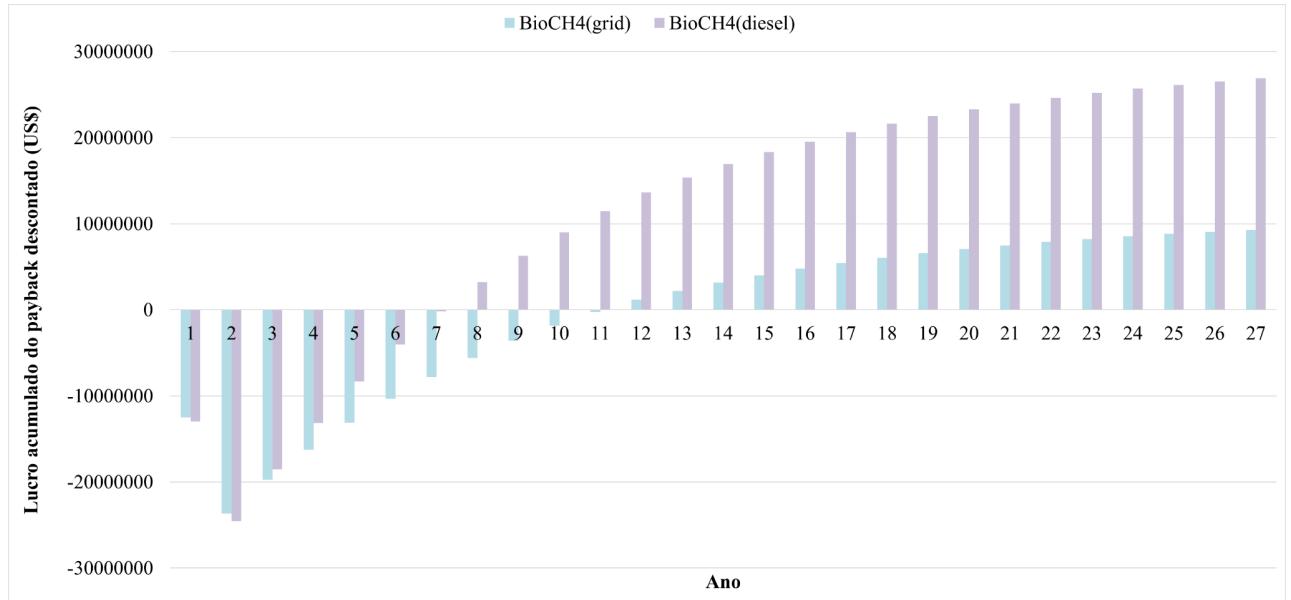
Fonte: As autoras (2025).

Figura 20: Lucro acumulado do *payback* descontado na usina autônoma de grande porte.



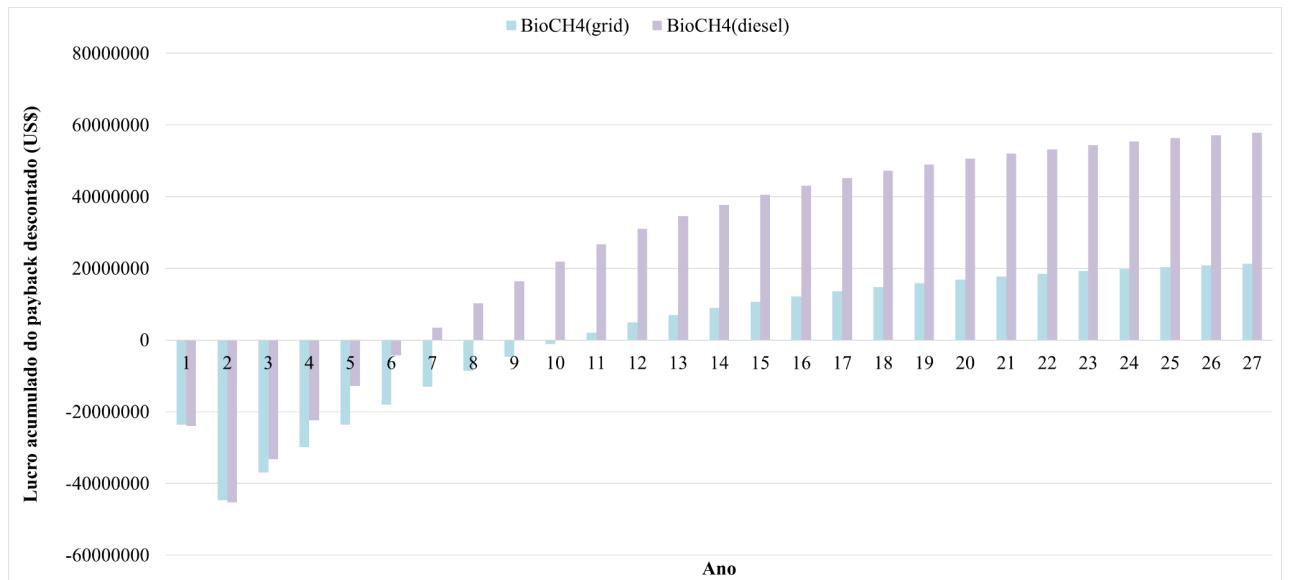
Fonte: As autoras (2025).

Figura 21: Lucro acumulado do *payback* descontado na usina anexa de pequeno porte.



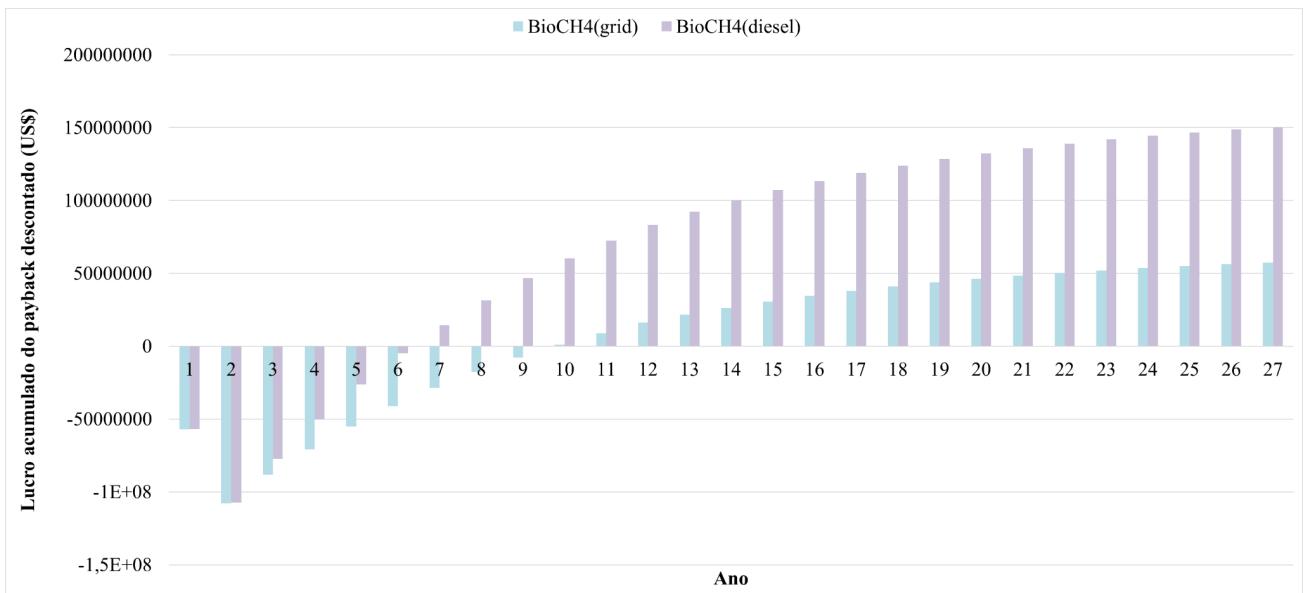
Fonte: As autoras (2025).

Figura 22: Lucro acumulado do *payback* descontado na usina anexa de médio porte.



Fonte: As autoras (2025).

Figura 23: Lucro acumulado do *payback* descontado na usina anexa de grande porte.



Fonte: As autoras (2025).

Ao comparar os arranjos produtivos nas figuras 15, 16 e 17, observa-se que, nas usinas anexas, o cenário de injeção do biometano na rede (BioCH₄ grid) apresenta menores valores de *payback* descontado quando comparado às usinas autônomas, e também, maiores valores de VPL e TIR. Isso propõe que as usinas anexas apresentam um desempenho econômico superior às autônomas, visto que as usinas anexas possuem uma carga orgânica mais elevada, mais precisamente, a qualidade da matéria orgânica, decorrente das características operacionais deste tipo de planta conforme demonstrado na literatura. Por exemplo, Santos (2018) comparou vinhaças de usinas anexas e autônomas e encontrou variações significativas nos metabólitos, frações recalcitrantes e concentração de sulfato, o que afeta a cinética da biodigestão anaeróbia e a degradação de DQO. Uma carga orgânica maior resulta em um maior potencial de produção de biogás e, consequentemente, de biometano, o que favorece os indicadores econômicos analisados. Ressalta-se que, no caso do VPL, a ligação energética entre os processos industriais, permite o aproveitamento de vapor, energia térmica e efluentes provenientes da produção de açúcar e etanol (Goldemberg et al., 2019).

Além disso, as usinas anexas possuem mais estabilidade de fornecimento de vinhaça ao longo da safra, evitando interrupções na operação, o que é bem comum nas usinas autônomas, permitindo utilizar o biodigestor de forma contínua e eficiente nas usinas anexas. Isso resulta em melhor desempenho do reator, o que aumenta a produtividade energética do sistema. Essa maior regularidade está relacionada ao fato de que, diferentemente das usinas autônomas, as anexas possuem maior flexibilidade na alimentação do processo fermentativo,

pois usam o melaço, um subproduto gerado na etapa de cristalização do açúcar, como matéria-prima adicional para a produção de etanol (Moraes et al., 2020; Probiogás, 2016; Seabra; Macedo, 2011).

Segundo o Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI), o melaço é amplamente utilizado nas anexas como complemento ao caldo na produção de etanol, sendo como fonte alternativa de açúcares fermentados (Brasil, 2008). Estudos também mostram que o melaço pode ser usado estrategicamente para prolongar o período produtivo da usina ou compensar variações temporárias na moagem, mantendo a continuidade da fermentação e, consequentemente, da geração de vinhaças (Santos, 2023).

Essa continuidade operacional é importante porque os sistemas de biodigestão anaeróbia apresentam melhor desempenho quando são alimentados de forma constante, sem grandes variações na carga orgânica. Interrupções no fornecimento de vinhaça podem prejudicar a estabilidade da comunidade microbiana e reduzir a eficiência do processo, enquanto um fluxo contínuo favorece um funcionamento mais estável e produtivo do reator (Barbosa & Damianovic, 2017).

Por outro lado, na figura 17, para o cenário de substituição do diesel, as usinas autônomas demonstram melhor desempenho econômico ao invés das anexas, já que há menores períodos de retorno no gráfico de *payback*. Esse resultado pode ter relação com o impacto da taxa de desconto sobre o *payback*. Como o *payback* descontado considera o valor do dinheiro no tempo, os projetos com fluxos de caixa mais intensos nos primeiros anos (como visto nas usinas anexas de maior porte) possuem reduções mais acentuadas do tempo de retorno, enquanto projetos menores e com ganhos mais tardios acabam garantindo um retorno mais tardio (Avaci et al., 2013).

No caso da TIR, comparando os arranjos produtivos, observa-se que as usinas anexas possuem valores inferiores em relação às usinas autônomas no uso do biometano como diesel. Embora as usinas anexas de fato apresentem maior eficiência energética, essa vantagem nem sempre implica em uma taxa de retorno superior. Em primeiro lugar, as usinas anexas possuem uma infraestrutura e integração muito mais complexa, uma vez que os sistemas de produção de etanol, açúcar, biogás e utilidades consomem parte da infraestrutura industrial. Essa realidade necessita de investimentos adicionais para adaptar dutos, caldeiras, redes de vapor e digestores anaeróbios, o que aumenta o custo inicial do projeto (Goldemberg et al., 2019). Além disso, a operação integrada exige maior nível de controle, automação e manutenção, durante as operações, o que eleva os custos operacionais (Avaci et al., 2013).

Focando nas Figuras 18, 19, 20, 21, 22 e 23, nota-se que em todos, é demonstrado o lucro que o investimento proporciona ao longo de 27 anos, sendo importante destacar que o primeiro ano de lucro positivo na figura do lucro acumulado do *payback* descontado não coincide exatamente com o ano do *payback* descontado, pois este é calculado com base no valor presente líquido (VPL), enquanto o lucro acumulado é calculado com base nos fluxos de caixa anuais e só se torna positivo quando esses fluxos, ao longo do tempo, compensam totalmente os valores negativos iniciais. Então, na figura 8, o ano do *payback* descontado equivale ao ano que o VPL acumulado se iguala ao investimento inicial, enquanto nas figuras 18, 19, 20, 21, 22 e 23, o primeiro ano que há um valor positivo, se trata do primeiro ano que o projeto começa a gerar lucro operacional líquido.

Como o presente estudo avalia os parâmetros desde o início do processo de implantação da usina, quando se observa as figuras de lucro acumulado, em todos os cenários, o segundo ano apresenta o maior valor negativo, ou seja, é o período em que o projeto tem o maior gasto. Esse comportamento é típico em empreendimentos industriais de biometano, tendo como causa a concentração de investimentos na etapa de implementação. No primeiro ano, os gastos costumam ser com estudos de viabilidade, licenças, projetos executivos e início das obras civis. Já no segundo ano, os custos aumentam bastante, pois é quando acontece a implantação mais pesada: instalação dos equipamentos, sistemas de biodigestão, infraestrutura, tubulações, automações, testes de comissionamento e treinamento da equipe (Goldemberg et al., 2019). Além disso, nessa fase a planta ainda não está operando de fato, então as receitas são bem pequenas. Como o fluxo de caixa é trazido a valor presente, os gastos dos primeiros anos acabam pesando mais nos cálculos do VPL e do *payback* descontado, o que ajuda a explicar por que o segundo ano aparece como o mais negativo (Goldemberg et al., 2019). Portanto, é comum o maior prejuízo, nos dois primeiros anos, porém, ressalta-se que, com o passar do tempo, o projeto começa a gerar lucro de forma mais constante e, no fim do período de 27 anos, o lucro acumulado supera de longe os prejuízos iniciais.

Contudo, observando outros aspectos, nas Figuras 15, 16 e 17, nota-se que o cenário BioCH₄(diesel), em relação ao BioCH₄(grid) apresenta um VPL, um TIR expressivamente superior e um *payback* descontado inferior em todos os cenários descritos. Esse resultado indica que o uso do biometano como substituto do diesel possui um maior retorno econômico e atratividade econômica, já que gera em um montante monetário maior e apresenta uma taxa de retorno significativa superior. Esse resultado pode-se relacionar com o alto custo do combustível fóssil, além do menor valor investido nas operações para obtenção do

biocombustível renovável. Além do benefício econômico, substituir o diesel com o biometano promove a sustentabilidade e proporciona créditos de descarbonização (CBIOs), tornando esse cenário ainda mais atrativo financeiramente (Moraes et al., 2020).

Comparando os diferentes portes das usinas, nota-se uma relação diretamente proporcional entre o aumento da planta, o VPL e o TIR, tanto para as usinas autônomas quanto para as anexas, já que, por exemplo, nas anexas, a TIR cresce de 17,2% para 19,0% entre o porte pequeno e grande no cenário grid, e de 25,5% para 28,9% no cenário diesel, enquanto o VPL cresce de 9 milhões para 57 milhões de dólares no cenário do grid e de 26 milhões para 150 milhões no cenário do diesel. Na autônoma por sua vez, a TIR há incremento, respectivamente de 14,1% para 16,4% e de 26,4% para 31,6%, entre os portes pequeno e grande, e o VPL, cresce de 2 milhões para 22 milhões e de 20 milhões para 116 milhões, respectivamente. No caso do *payback* descontado, verifica-se uma redução progressiva do mesmo com o aumento da escala produtiva, tendo como exemplo, para as anexas, um decréscimo de 8,2 para 6,9 anos entre o porte pequeno e grande no cenário grid, e de 4,1 para 3,3 no cenário diesel, enquanto na autônoma, no grid, os valores caem de 13,2 para 9,0 anos, e, no diesel, de 3,8 para 2,7 anos.

Esses resultados reforçam em como há a influência das economias de escala nos cenários de estudo, que, assim como no caso da produção de biometano, reduzem o custo unitário de produção e aumentam o lucro do investimento por permitirem uma diluição dos gastos fixos e garantem uma otimização da eficiência operacional (Macedo et al., 2020; Silva et al., 2018).

5. CONCLUSÃO

Primeiramente, observou-se que, embora as usinas anexas apresentem menor vazão de vinhaça quando comparadas às autônomas, sua carga orgânica é significativamente maior, o que demanda biodigestores de maior volume e, consequentemente, eleva os custos de implantação e operação. Assim, o tipo de usina exerce influência direta sobre o dimensionamento tecnológico e sobre a estrutura de custos dos sistemas de produção de biogás e biometano. Além disso, observou-se que a maior carga orgânica presente na vinhaça das usinas anexas contribui para um potencial mais elevado de geração de biometano ao longo da vida útil do projeto. Essa maior produção nas usinas anexas resulta em melhores valores de VPL, uma vez que, quanto maior a geração de biometano, maior tende a ser o excedente econômico ao investidor.

Entretanto, ao analisar os indicadores TIR e payback descontado para o uso de BioCH₄ na substituição de diesel, as usinas autônomas apresentam valores superiores de desempenho econômico. O comportamento se inverte no cenário de uso do BioCH₄ para injeção na rede (grid), no qual as usinas anexas alcançam maior TIR e menor *payback* descontado. Ainda assim, a evidência mais consistente de melhor desempenho econômico das usinas anexas é verificada pelo indicador de lucro acumulado. Mesmo que elas não apresentem, em todos os casos, as maiores TIRs ou os menores *paybacks* descontados — devido aos custos operacionais e ao investimento inicial mais elevados, que reduzem ligeiramente a TIR e prolongam o tempo de retorno — o lucro acumulado é superior em todos os cenários analisados. Dessa forma, embora demandem maior investimento inicial, as usinas anexas tendem a apresentar melhor desempenho econômico; e quanto maior o porte, melhor o desempenho.

Por fim, a análise dos diferentes usos do biogás demonstrou que o cenário de substituição do diesel se destaca como a alternativa mais vantajosa entre as avaliadas. Essa opção apresentou maior retorno econômico, menor tempo de *payback* descontado e maior potencial de mitigação de emissões, reforçando sua relevância como estratégia para o aproveitamento do biometano no setor sucroenergético.

6. RESTRIÇÕES DO ESTUDO

Embora os resultados obtidos indiquem a viabilidade técnico-econômica da produção de biometano em usinas sucroenergéticas, algumas limitações devem ser consideradas.

(i) Variabilidade da composição da vinhaça: O desempenho da digestão anaeróbia pode variar significativamente entre diferentes tipos de vinhaça. Nas usinas anexas, por exemplo, apesar da maior DQO, podem ocorrer concentrações mais elevadas de compostos recalcitrantes, que afetam a degradação da matéria orgânica e a atividade das comunidades microbianas. Essa variabilidade não foi considerada nos cálculos, mas pode impactar tanto a produção de biogás quanto a estabilidade operacional.

(ii) Integração energética: Alguns aspectos relacionados à integração energética da planta, como disponibilidade de calor residual, tanque de equalização, TDH dos reatores e sinergias com processos existentes no resto da usina, podem influenciar o desempenho técnico e econômico do sistema. Esses fatores não foram incluídos na análise, mas podem alterar custos operacionais e eficiência global.

Para trabalhos futuros, recomenda-se avaliar experimentalmente as diferenças no desempenho da biodigestão para vinhaças de diferentes origens, considerando variações na composição e na proporção entre produção de açúcar e etanol em usinas anexas. Além disso, é relevante investigar como essas variações impactam os indicadores econômicos do projeto. Outra linha promissora é comparar a biodigestão exclusiva da vinhaça com sistemas de biodigestão, que podem melhorar a estabilidade do processo e aumentar a produção de biogás.

7. REFERÊNCIAS

ABEGÁS. Gás Verde projeta alcançar 580 mil m³/dia de biometano até 2026. Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado, 2023. Disponível em: <https://www.abegas.org.br/arquivos/86891>. Acesso em 08 nov. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2024. Brasília: ANP, 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-e-statistico-brasileiro-do-petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis-2024>. Acesso em 20 ago. 2025.

ALVES, Alessandro Bestetti. Avaliação econômica e análise técnica da produção de biogás via digestão anaeróbia da vinhaça. 2022. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Química) – Universidade Federal de São Carlos, São Carlos, 2022. Disponível em: <https://repositorio.ufscar.br/handle/ufscar/15900>. Acesso em 30 jun. 2025.

ANGELIDAKI, I. et al. Anaerobic Biodegradation, Activity and Inhibition. Water Research, v. 66, p. 112–119, 2018. Disponível em <https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/2928020/MR2007-147.pdf>. Acesso em 15 out. 2025.

ASSAF NETO, Alexandre. Finanças Corporativas e Valor. 7. ed. Atlas, 2014. Disponível em: <https://biblioteca.faculdadeunimed.edu.br/uploads/arquivo/1714081400.pdf>. Acesso em 11 out. 2025.

BARBOSA, M. Y. U.; DAMIANOVIC, M. H. R. R. Reator anaeróbio alimentado com vinhaça de cana-de-açúcar: avaliação dos efeitos causados pela interrupção na alimentação e estratégias para mitigação. 2017. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, São Carlos, 2017. Disponível em <https://teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18138/tde-26092017-163317/pt-br.php>. Acesso em 16 out. 2025.

BERNAL, A. P.; SANTOS, I. F. S. dos; SILVA, A. P. M.; BARROS, R. M.; RIBEIRO, E. M. Vinasse biogas for energy generation in Brazil: an assessment of economic feasibility, energy potential and avoided CO₂ emissions. *Journal of Cleaner Production*, Oxford: Elsevier, v. 151, p. 260-271, 2017. Disponível em : https://www.researchgate.net/publication/314654978_Vinasse_biogas_for_energy_generation_in_Brazil_An_assessment_of_economic_feasibility_energy_potential_and_avoided_CO_2_emissions. Acesso em 01 nov. 2025.

BRASIL. Decreto-Lei nº 303, de 28 de fevereiro de 1967. Dispõe sobre a criação da Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia – SUDAM. Câmara dos deputados. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 1 mar. 1967. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/legin/fed/declei/1960-1969/decreto-lei-303-28-fevereiro-1967-376059-publicacaooriginal-1-pe.html>. Acesso em 01 nov. 2025.

BRASIL. Ministério das Cidades. Secretaria Nacional de Saneamento Ambiental. Projeto de Fomento ao Aproveitamento Energético de Biogás no Brasil - PROBIOGÁS. Brasília: Ministério das Cidades, [s.d.]. Disponível em: <https://www.gov.br/cidades/pt-br/acesso-a-informacao/acoes-e-programas/saneamento/probiogas>. Acesso em 08 nov. 2025.

BRASIL. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI). Bioetanol de cana-de-açúcar: energia para o desenvolvimento sustentável. Brasília: MCTI, 2008. Disponível em: <https://repositorio.mcti.gov.br/handle/mctic/5447>. Acesso em 16 nov. 2025.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente. Portaria MMA nº 71, de 21 de março de 2022. Institui o Programa Nacional de Redução de Emissões de Metano – Metano Zero. Diário Oficial da União, Brasília, DF, seção 1, p. 64, 22 mar. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/mma/pt-br/composicao/smc/dpmi/ozonio/repositorio/publicacoes/ProgramaMetanoZero.pdf>. Acesso em 07 dez. 2025

CANAL ENERGIA. Gás Verde adquire ENC Energy e investe R\$ 600 milhões em projeto de expansão. Rio de Janeiro, 2023. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53248435/gas-verde-adquire-enc-energy-e-investe-r-600-milhoes-em-projeto-de-expansao>. Acesso em 08 nov. 2025.

CIBIOGÁS – CENTRO INTERNACIONAL DE ENERGIAS RENOVÁVEIS BIOGÁS.

Panorama do Biogás no Brasil 2022. Foz do Iguaçu: CIBiogás, 2023. Disponível em: https://cibiogas.org/wp-content/uploads/2023/12/Panorama_do_Biogs_no_Brasil_2022.pdf. Acesso em 07 dez. 2025

CHEN, Y.; CHENG, J. J.; CREAMER, K. S. Inhibition of anaerobic digestion process: A review. *Bioresource Technology*, v. 99, n. 10, p. 4044–4064, 2008. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960852407001563>. Acesso em 08 nov. 2025.

CHERNICHARO, C. A. L. Princípios do Tratamento Biológico de Águas Residuárias: Reatores Anaeróbios. 2. ed. Belo Horizonte: UFMG, 2007. Disponível em <https://www.semanticscholar.org/paper/Princ%C3%ADpios-do-tratamento-biol%C3%B3gico-de-%C3%A1guas-Chernicharo-Chernicharo/3f603a8db533252e7f57f60a85f72536a59efab4>. Acesso em 15 out. 2025.

CONAB. A Geração Termoelétrica com a Queima do Bagaço de Cana-de-Açúcar no Brasil: Análise do Desempenho da Safra 2009-2010 [Thermoelectric Generation from Sugarcane Bagasse Burning in Brazil: Performance Assessment of the 2009/2010 harvest]. Brasília, Brasil: Companhia Nacional de Abastecimento, Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (CONAB/MAPA); 2011. <https://www.gov.br/agricultura/pt-br/assuntos/sustentabilidade/agroenergia/arquivostermoelettrica-com-a-queima-do-bagaco-de-cana-de-acucar/termoeletrica-com-aqueima-do-bagaco-de-cana-de-acucar-no-brasil-safra-2009-2010.pdf>. Acesso em 13 nov. 2025.

de MELO, L.R.; DEMASI, B.Z.; de ARAUJO, M.N.; ROGERI, R.C.; GRANGEIRO, L.C.; FUESS, L.T. Methane Production from Sugarcane Vinasse Biodigestion: An Efficient Bioenergy and Environmental Solution for the State of São Paulo, Brazil. *Methane* 2024, 3, 314-330. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/methane3020017>. Acesso em 15 set. 2025.

DIAMANTIS, Vasileios I.; VAIOPOLOU, Eleni; AIVASIDIS, Alexandros. Fundamentals and Applications of Anaerobic Digestion for Sustainable Treatment of Food Industry Wastewater. In: *Wastewater Treatment Engineering*. Boston, MA: Springer, 2007. p. 1-56. Disponível em https://www.researchgate.net/publication/226785405_Fundamentals_and_Applications_of_Anaerobic_Digestion_For_Sustainable_Treatment_of_Food_Industry_Wastewater. Acesso

em 13 out. 2025

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis – 2024. Rio de Janeiro: EPE, 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/analise-de-conjuntura-dos-biocombustiveis-2024>. Acesso em 11 out. 2025.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Panorama do Biometano - Setor Sucroenergético. Brasília: EPE, 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-781/Panorama%20de%20Biometano.pdf>. Acesso em 07 set. 2025.

FUESS, L. T. et al. Designing full-scale biodigestion plants for the treatment of vinasse in sugarcane biorefineries: How phase separation and alkalinization impact biogas and electricity production costs? Chemical Engineering Research and Design, v. 119, p. 209–220, mar. 2017. Disponível em <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2017.01.023>. Acesso em 15 out. 2025

FUESS, L. T.; KIYUNA, L. S. M.; FERRAZ Jr., A. D. N.; et al. Thermophilic two-phase anaerobic digestion using an innovative fixed-bed reactor for enhanced organic matter removal and bioenergy recovery from sugarcane vinasse. Applied Energy, v. 189, p. 480–491, 2017. Disponível em: <https://repositorio.usp.br/item/002846764>. Acesso em 15 set. 2025

FUESS, Lucas T.; ZAIAT, Marcelo; LENZ, Piet N.L. Technological strategies for managing sugarcane vinasse in two-stage biodigestion plants: Energetic and economic aspects. Energy Conversion and Management, [S.l.], v. 295, p. 117603, 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117603>. Acesso em 21 jun. 2025.

FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS (FGV). Bioenergia evita 64,4 milhões de toneladas de CO₂ em 2024 e reforça papel do Brasil na descarbonização. Observatório de Conhecimento e Inovação em Bioeconomia. Disponível em: <https://portal.fgv.br/noticias/bioenergia-evita-644-milhoes-de-toneladas-de-co2-em-2024-e-reforca-papel-do-brasil-na>. Acesso em 11 out. 2025.

GIACOMIN, Henrique. Proálcool 50 anos: uma referência na produção de biocombustíveis. Jornal da USP, São Paulo, 3 set. 2025. Disponível em: <https://jornal.usp.br/radio-usp/proalcool-50-anos-uma-referencia-na-producao-de-biocombustiveis>. Acesso em 21 jun. 2025.

GITMAN, L. J.; ZUTTER, C. J. Principles of Managerial Finance. 13^a ed. Pearson, 2012. Google Books. Disponível em https://books.google.com.br/books/about/Principles_of_Managerial_Finance.html?id=uypVe_wAACAAJ&redir_esc=y. Acesso em 11 out. 2025

GIZ (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit). Projeto Brasil-Alemanha de Fomento ao Aproveitamento Energético de Biogás no Brasil – PROBIOGÁS. Bonn: GIZ, 2017. Disponível em: <https://www.giz.de/en/downloads/probiogas-tecnologias-biogas.pdf>. Acesso em 08 nov. 2025

GOLDEMBERG, J.; COELHO, S. T.; GUARDABASSI, P. The sustainability of ethanol production from sugarcane. Energy Policy, v. 39, p. 5703–5712, 2019. Disponível em <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421508001080>. Acesso em 01 nov. 2025

HENZE, Mogens.; VAN LOOSDRECHT, M. C. M.; LADEFOGED, C.; MATSUMOTO, J. Wastewater Treatment: Biological and Chemical Processes. Berlin: Springer, 2008. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/48447747_Wastewater_Treatment_Biological_and_Chemical_Processes. Acesso em 13 out. 2025.

ILLÉS, M. The Positive Net Present Value of Loss-making Projects: Economic Content of the Two Internal Rates of Return. ResearchGate, 2020. Disponível em https://www.researchgate.net/publication/346905664_The_Positive_Net_Present_Value_of_Loss-making_Projects_Economic_Content_of_the_Two_Internal_Rates_of_Return. Acesso em 11 out. 2025.

INVESTE SÃO PAULO. Raízen investirá R\$ 300 milhões em planta de biometano em São Paulo. São Paulo, 2023. Disponível em: <https://www.investe.sp.gov.br/noticia/raizen-investira-r-300-milhoes-em-planta-de-biometano-em-sao-paulo/>. Acesso em 08 nov. 2025.

JAMEEL, Mohammed Khaleel; MUSTAFA, Mohammed Ahmed; SAFI, Hassan; AHMED, Amira Jassim; GHAZY, Hameed; SHAKIR, Maha Noori; LAWAS, Amran Mezher; MOHAMMED, Saad Khudhur; IDAN, Ameer Hassan; MAHMOUD, Zaid H.; SAYADI, Hamidreza; KIANFAR, Ehsan. Biogas: Production, properties, applications, economic and challenges: a review. *Results in Chemistry*, v. 7, art. 101549, 2024. Disponível em https://www.researchgate.net/publication/380637214_Biogas_Production_Properties_Applications_Economic_and_Challenges_A_Review. Acesso em 15 out. 2025.

JORNALCANA. Especialista aponta influência do mosto de melaço na fermentação. JornalCana, 26 set. 2016. Disponível em: <https://jornalcana.com.br/conteudo-patrocinado/technica-aponta-influencia-do-mosto-de-melaco-na-fermentacao/>. Acesso em 16 out. 2025.

JORY, Surendranath; BENAMRAOUI, Abdelhafid; BOOJIHAWON, Devkumar Roshan; MADICHIE, Nnamdi O. Net Present Value Analysis and the Wealth Creation Process: A Case Illustration. *The Accounting Educators' Journal*, v. 26, p. 85-99, 2016. Disponível em: <https://researchonline.ljmu.ac.uk/id/eprint/9801/1/346-1714-1-PB.pdf>. Acesso em 11 out. 2025.

AVACI, A. B. Avaliação econômico-financeira da microgeração de energia elétrica a partir de dejetos suínos. *Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental*, v. 17, n. 6, p. 640-648, 2013. Disponível em: <https://www.scielo.br/j/rbeaa/a/TRCrck9QS3Z997GH6hfCqFD/?format=pdf&lang=pt>. Acesso em 16 nov. 2025.

MACEDO, I. C.; SEABRA, J. E. A.; SILVA, J. E. A. R. Greenhouse gases emissions in the production and use of ethanol from sugarcane in Brazil: The 2005/2006 averages and a prediction for 2020. *Biomass and Bioenergy*, v. 32, 2020. Disponível em <https://scispace.com/pdf/green-house-gases-emissions-in-the-production-and-use-of-1x19x6odh4.pdf>. Acesso em 02 nov. 2025.

MARQUISE AMBIENTAL. Marquise Ambiental vai investir R\$ 400 milhões em usinas de biometano no Brasil. Fortaleza, 2025. Disponível em: <https://www.marquiseambiental.com.br/wp-content/uploads/2025/01/Marquise-Ambiental-vai-investir-R-400-milho%C3%A7es-em-usinas-de-biometano-Brasilag.pdf>. Acesso em 08

nov. 2025.

MEGAWHAT. Orizon deve iniciar operação de duas plantas de biometano até o final do ano. São Paulo, 2023. Disponível em: <https://megawhat.uol.com.br/economia-e-politica/empresas/orizon-deve-iniciar-operacao-de-duas-plantas-de-biometano-ate-o-final-do-ano/>. Acesso em 08 nov. 2025.

MORAES, B. S.; ZAIAT, M.; BONOMI, A. Anaerobic digestion of vinasse from sugarcane ethanol production in Brazil: Challenges and perspectives. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 44, 2020. Disponível em <https://repositorio.usp.br/bitstreams/15fdb32-7dcf-48e0-becc-950e3d0d1011>. Acesso em 03 nov. 2025.

MORAIS, E.R., Junqueira, T.L., Sampaio, I.L.M., et al., 2016. Biorefinery Alternatives. In: A. Bonomi, O. Cavalett, M.P. da Cunha & M.A.P. Lima (eds), Virtual Biorefinery. Green Energy and Technology. Springer, Cham, pp. 53–132. Disponível em: https://doi.org/10.1007/978-3-319-26045-7_4. Acesso em 10 set. 2025.

MORAES BS, Palacios-Bereche R, Martins G, Nebra SA, Fuess LT, Silva AJ, et al. Biogas production: Technologies and applications. In: Castro FIG, Gutiérrez-Antonio C, editores. Biocombustíveis e Biorrefinaria, Volume 1. Tecnologias Atuais para Conversão de Biomassa. Elsevier; 2022. p. 215–282. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-824116-5.00009-X>. Acesso em 11 out. 2025.

OLIVEIRA, Suzy Sarzi. Metabolismo da linamarina em reator de digestão anaeróbia com separação de fases. 2003. 88 f. Tese (Doutorado em Agronomia – Energia na Agricultura) – Faculdade de Ciências Agronômicas, Universidade Estadual Paulista, Botucatu, 2003. Disponível em: <https://repositorio.unesp.br/handle/11449/101739>. Acesso em 15 jun. 2025.

RAMALHO, André. Produção de biogás mais que dobra em 5 anos no Brasil; veja os estados com mais usinas. Eixos, 5 set. 2023. Disponível em: <https://eixos.com.br/energia-eletrica/producao-de-biogas-mais-que-dobra-em-5-anos-no-brasil-veja-os-estados-com-mais-usinas>. Acesso em 11 out. 2025.

ROSS, S. A.; WESTERFIELD, R. W.; JAFFE, J. Fundamentals of Corporate Finance. McGraw-Hill, 2015. Disponível em: <https://nashnw.myqnapcloud.com:8083/download/174/pdf/174.pdf>. Acesso em 11 out. 2025.

SANTOS, Amanda Alves da Silva dos. Produção de etanol por fermentação VHG em batelada alimentada com misturas de caldo de sorgo sacarino e melaço de cana-de-açúcar. 2023. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Pernambuco. Disponível em: <https://attena.ufpe.br/handle/123456789/54343>. Acesso em 16 nov. 2025.

SANTOS, Priscilla Soares. Biodigestão anaeróbia de vinhaças de cana-de-açúcar: influência da variação composicional sobre o rendimento energético. 2018. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) — Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2018. Disponível em: https://bdta.abcd.usp.br/directbitstream/cfd775ad-01f2-4f8e-9c21-5b7e48f8e4c4/Santos_Priscilla_tcc.pdf. Acesso em 16 nov. 2025.

SEABRA, J. E. A., & MACEDO, I. C. (2011). Comparative analysis for power generation and ethanol production from sugarcane residual biomass in Brazil. Energy Policy, 39(1), 421–428. Disponível em <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421510007706>. Acesso em 08 nov. 2025.

SPAROVEK, G.; BARRETO, A.; BERNDES, G.; MARTINS, S.; MAULE, R. Environmental, land-use and economic implications of Brazilian sugarcane expansion 1996–2006. Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change, v. 14, n. 3, 2009. Disponível em <https://np-net.pbworks.com/f/Sparovek+et+al+%282008%29+Environmental%2C+land-use+and+economic+implic+Brazil+sugarcane+96-06.pdf>. Acesso em 05 nov. 2025.

TCHOBANOGLOUS, G.; STENSSEL, H. D.; BURTON, F. L. Wastewater Engineering: Treatment and Reuse. 4th ed. New York: McGraw-Hill, 2014. Disponível em https://www.researchgate.net/profile/Shuokr_Qarani_Aziz/post/Does_any_one_has_Metcalf_Eddy-Wastewater_Engineering-Treatment_and_Reuse_4th_edition/attachment/5c9a90decfe4a7299498fd8f/AS%3A740806746984450%401553633500173/download/Wastewater+Eng+by+Mecalf+and+Eddy+%2C+2003.pdf. Acesso em 14 out. 2025.