

Lorena Oliveira de Andrade Pereira

Estudo de viabilidade da transição energética com biometano em substituição ao gás natural: aplicação em uma indústria modelo

Trabalho de Conclusão de Curso

Trabalho apresentado como requisito parcial à conclusão do curso de Engenharia Química na Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

Orientadora: Cecília Vilani

Rio de Janeiro
Fevereiro de 2026



AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, a Deus e à espiritualidade, que estiveram presentes em cada etapa desta caminhada. No início do curso, muitas vezes duvidei da minha capacidade de chegar até aqui, mas foi por meio da fé, da perseverança e da força interior que encontrei coragem para continuar, mesmo diante das dificuldades. À minha família, expresso minha profunda gratidão pelo apoio incondicional ao longo de toda a minha trajetória acadêmica. Em especial, agradeço ao meu pai, que sempre acreditou em mim, mesmo quando eu mesma não acreditava. Suas palavras de incentivo, ditas sempre no momento certo, foram decisivas para que eu mantivesse o foco e a determinação necessárias para concluir esta etapa tão importante da minha vida.

À minha orientadora e professora, Cecília Vilani, agradeço por todo o apoio. Sua forma de ensinar e conduzir o processo contribuiu para que eu enxergasse a Engenharia Química com um novo olhar, fortalecendo minha formação acadêmica e profissional.

Aos meus amigos, deixo meu agradecimento por tornarem esse processo mais leve. A convivência, o apoio, as conversas e os momentos de descontração ajudaram a transformar os desafios em aprendizados e a tornar essa jornada mais humana e menos solitária.

Por fim, agradeço a todos que, de alguma forma, contribuíram para a realização deste trabalho e para a minha formação pessoal e profissional. Este TCC representa não apenas a conclusão de um curso, mas também a superação de limites e a concretização de um sonho que, no início, parecia distante.

Fica aqui minha eterna gratidão!



RESUMO

Este trabalho avaliou a viabilidade técnica, econômica e ambiental da substituição do gás natural pelo biometano em um sistema de geração de vapor representativo da indústria de alimentos. Foi considerada uma planta piloto com demanda térmica útil de 1.000 kW e eficiência de caldeira de 85%. A metodologia integrou revisão bibliográfica, definição de premissas técnicas, aplicação de balanços energéticos e simulação computacional de apoio no software DWSIM.

A potência térmica requerida do combustível foi de aproximadamente 1.176 kW. Para atendimento dessa demanda, foram estimadas vazões de 118,3 Nm³/h para o gás natural (PCI = 35,8 MJ/Nm³) e 121,0 Nm³/h para o biometano (PCI = 35,0 MJ/Nm³), correspondendo a diferença volumétrica inferior a 3%. A análise econômica em nível de pré-viabilidade indicou que a competitividade do biometano depende das condições regionais de mercado e da estrutura tarifária vigente. Sob a perspectiva ambiental, destacou-se a substituição de carbono fóssil por carbono biogênico e o potencial de mitigação de emissões associadas ao aproveitamento energético de resíduos orgânicos.

Conclui-se que o biometano apresenta elevada compatibilidade técnica com sistemas térmicos industriais e constitui alternativa promissora para redução da intensidade de carbono em aplicações de geração de vapor, desde que observadas as condições econômicas e regulatórias específicas de cada contexto.

Palavras-chave: Biometano; Gás natural; Geração de vapor; Indústria de alimentos; Transição energética.



ABSTRACT

This study evaluated the technical, economic, and environmental feasibility of replacing natural gas with biomethane in a steam generation system representative of the food industry. A pilot plant was considered, with a useful thermal demand of 1,000 kW and a boiler efficiency of 85%. The methodology integrated literature review, definition of technical assumptions, application of energy balances, and computational simulation support using DWSIM software.

The required fuel thermal power was approximately 1,176 kW. To meet this demand, estimated volumetric flow rates were 118.3 Nm³/h for natural gas (LHV = 35.8 MJ/Nm³) and 121.0 Nm³/h for biomethane (LHV = 35.0 MJ/Nm³), corresponding to a volumetric difference of less than 3%. The economic pre-feasibility analysis indicated that biomethane competitiveness depends on regional market conditions and tariff structure. From an environmental perspective, the main advantage identified was the replacement of fossil carbon with biogenic carbon, in addition to the potential mitigation of methane emissions through the energetic use of organic residues.

It is concluded that biomethane presents high technical compatibility with industrial thermal systems and constitutes a promising alternative for reducing carbon intensity in steam generation applications, provided that economic and regulatory conditions are favorable.

Keywords: Biomethane; Natural gas; Steam generation; Food industry; Energy transition.



Conteúdo

1	INTRODUÇÃO	viii
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	2
2.1	Gás natural: características e uso industrial	2
2.2	Biogás e biometano: produção, purificação e características	4
2.3	Biometano como alternativa ao gás natural em processos térmicos industriais	6
2.4	Parâmetros técnicos relevantes para a substituição de combustíveis gasosos	8
2.5	Ciclo de vida e impactos ambientais do biometano	10
2.6	Biometano no contexto da transição energética e das políticas públicas	12
3	METODOLOGIA	13
3.1	Caracterização do estudo e abordagem metodológica	13
3.2	Definição da planta piloto e da indústria modelo	15
3.3	Premissas e condições de contorno da simulação e dos cálculos	16
3.4	Caracterização dos combustíveis e definição dos parâmetros de en- trada	18
3.4.1	Gás natural	18
3.4.2	Biogás bruto	19
3.4.3	Biometano após processo de upgrading	19
3.5	Modelagem da cadeia energética do biometano	20
3.6	Critérios de avaliação técnica, econômica e ambiental	22
3.6.1	Critérios de avaliação técnica	22
3.6.2	Critérios de avaliação econômica	23



3.6.3	Critérios de avaliação ambiental	24
3.7	Uso da simulação como ferramenta de apoio	25
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	28
4.1	Considerações iniciais	28
4.2	Análise energética comparativa	29
4.3	Validação por simulação computacional	30
4.4	Análise econômica da substituição do combustível	30
4.5	Análise ambiental da substituição do gás natural pelo biometano . .	33
5	CONCLUSÕES	33
6	REFERÊNCIAS	36



Lista de Figuras

- 3.1 Fluxograma da simulação do sistema de geração de vapor utilizando gás natural na planta piloto. 26
- 3.2 Fluxograma da simulação do sistema de geração de vapor utilizando biometano na planta piloto. 27

Lista de Tabelas

- 3.1 Parâmetros utilizados na simulação do sistema de geração de vapor 27



1 INTRODUÇÃO

A crescente preocupação com as mudanças climáticas e a necessidade de reduzir as emissões de gases de efeito estufa têm impulsionado a busca por alternativas energéticas mais sustentáveis, especialmente em setores intensivos em consumo de energia. Nesse contexto, a transição de uma matriz energética baseada majoritariamente em combustíveis fósseis para fontes renováveis tornou-se um dos principais desafios contemporâneos, envolvendo aspectos técnicos, econômicos, ambientais e regulatórios.

No setor industrial, os processos térmicos representam parcela significativa do consumo energético, com destaque para a geração de vapor utilizada em diversas aplicações produtivas. No Brasil, o gás natural consolidou-se como um dos principais combustíveis empregados nesses sistemas, em função de sua elevada eficiência energética, facilidade de transporte e confiabilidade operacional. Entretanto, por se tratar de um combustível de origem fóssil, seu uso está diretamente associado à emissão de dióxido de carbono de origem não renovável, contribuindo para o agravamento das mudanças climáticas (ANP, 2022; IEA, 2021).

Paralelamente, o biometano surge como alternativa energética renovável, obtida a partir da purificação do biogás gerado na decomposição de resíduos orgânicos, como resíduos sólidos urbanos, efluentes agroindustriais e esgoto sanitário. Após o processo de *upgrading*, o biometano pode atingir teor de metano superior a 96,5%, apresentando poder calorífico inferior da ordem de 35 MJ/Nm³, valor próximo ao do gás natural comercial (ANP, 2022; EPE, 2023). Essa equivalência energética favorece sua aplicação em sistemas térmicos já existentes, desde que respeitados parâmetros de qualidade e intercambiabilidade.

Entre os diversos segmentos industriais, a indústria de alimentos destaca-se



pelo elevado consumo energético e pela ampla utilização de vapor e água aquecida em operações como pasteurização, esterilização, cocção, secagem e limpeza de equipamentos. Trata-se de um setor com significativa representatividade no cenário industrial brasileiro, tornando relevante a avaliação de alternativas energéticas para seus processos térmicos (EPE, 2023).

Neste trabalho, o termo indústria modelo refere-se ao setor industrial selecionado como objeto de estudo — a indústria de alimentos — enquanto a análise é operacionalizada por meio da definição de uma planta piloto representativa. A planta piloto foi concebida para reproduzir, de forma simplificada e controlada, um sistema típico de geração de vapor, considerando demanda térmica útil de 1.000 kW e eficiência de caldeira de 85%. Nessas condições, a potência térmica requerida do combustível corresponde a aproximadamente 1.176 kW, permitindo a comparação direta entre gás natural e biometano sob parâmetros operacionais equivalentes.

A análise quantitativa foi conduzida por meio da aplicação de balanços energéticos e simulação computacional de apoio, com o objetivo de estimar as vazões de combustível necessárias para suprir a mesma carga térmica. Os resultados indicaram que, para atendimento da demanda considerada, são requeridas vazões aproximadas de 118,3 Nm³/h para o gás natural (PCI = 35,8 MJ/Nm³) e 121,0 Nm³/h para o biometano (PCI = 35,0 MJ/Nm³), evidenciando diferença volumétrica inferior a 3%. Esses valores demonstram a elevada similaridade energética entre os combustíveis, ao mesmo tempo em que permitem avaliar impactos técnicos, econômicos e ambientais decorrentes da substituição.

Diante desse cenário, torna-se pertinente investigar de que forma a substituição do gás natural pelo biometano impacta a viabilidade técnica, econômica e

ambiental de sistemas térmicos industriais. Assim, o presente trabalho tem como objetivo avaliar essa substituição em uma planta piloto representativa da indústria de alimentos, adotando abordagem integrada que combina fundamentação teórica, definição de premissas técnicas, modelagem computacional e validação analítica por meio de balanços de energia.

Os resultados obtidos buscam oferecer subsídios técnicos e quantitativos para a tomada de decisão no contexto da transição energética, contribuindo para o entendimento do potencial do biometano como alternativa ao gás natural em aplicações térmicas industriais no Brasil.



2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo apresenta a fundamentação teórica necessária para a compreensão do presente estudo, reunindo os principais conceitos relacionados ao gás natural, ao biogás e ao biometano, bem como seus aspectos técnicos, energéticos, ambientais e regulatórios. São abordados ainda os parâmetros relevantes para a análise da substituição do combustível em processos térmicos industriais, que permitem compreender as escolhas metodológicas realizadas e facilitam a interpretação dos resultados apresentados ao longo do trabalho.

2.1 Gás natural: características e uso industrial

O gás natural é um combustível fóssil constituído predominantemente por metano (CH_4), podendo conter, em menores proporções, outros hidrocarbonetos leves, dióxido de carbono, nitrogênio e traços de compostos sulfurados. No contexto brasileiro, a composição média do gás natural comercial apresenta teor de metano em torno de 85,95% em volume, conforme dados regulatórios e parâmetros energéticos nacionais (ANP, 2022; EPE, 2023). Essa predominância de metano é responsável pelo elevado conteúdo energético do combustível e por sua ampla utilização em processos térmicos industriais.

O poder calorífico inferior (PCI) do gás natural comercial no Brasil situa-se, em média, em $35,8 \text{ MJ/Nm}^3$ (ANP, 2022; EPE, 2023). Esse valor representa a energia efetivamente disponível para aproveitamento térmico desconsiderando a condensação do vapor d'água nos produtos da combustão, sendo o parâmetro usualmente empregado em análises energéticas industriais. A magnitude do PCI, associada à estabilidade de fornecimento, torna o gás natural uma referência para



sistemas de geração de calor e vapor.

No setor industrial, o gás natural é amplamente empregado em caldeiras para geração de vapor, sistemas de aquecimento direto, fornos e processos de secagem. Tais aplicações demandam fornecimento contínuo de energia térmica, controle preciso da taxa de liberação de calor e rápida resposta a variações de carga operacional. De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2023), o combustível possui participação relevante em segmentos como alimentos e bebidas, papel e celulose, cerâmica e indústria química, nos quais a confiabilidade operacional é fator crítico.

Do ponto de vista técnico, sistemas térmicos projetados para operação com gás natural apresentam elevada eficiência energética, podendo atingir rendimentos superiores a 80% em caldeiras industriais modernas, dependendo das condições operacionais (ÇENGEL; BOLES, 2015). A facilidade de controle da chama e a menor formação de resíduos sólidos em comparação a combustíveis como óleo combustível ou carvão favorecem sua adoção em processos industriais que exigem estabilidade térmica e menor complexidade operacional.

Entretanto, apesar de suas vantagens técnicas e logísticas, o gás natural é um recurso de origem fóssil, e sua combustão resulta na emissão de dióxido de carbono proveniente de carbono geológico acumulado ao longo de milhões de anos. Esse aspecto tem motivado a busca por alternativas energéticas que possibilitem redução da intensidade de carbono nos processos industriais, especialmente no contexto de compromissos climáticos e estratégias de transição energética discutidas em âmbito internacional (IEA, 2021).

Nesse cenário, embora o gás natural permaneça como combustível de referência para aplicações térmicas industriais, sua substituição parcial ou total por



fontes renováveis, como o biometano, tem sido avaliada como alternativa potencial, desde que mantidos os níveis de eficiência, confiabilidade e compatibilidade com os sistemas existentes.

2.2 Biogás e biometano: produção, purificação e características

O biogás é um combustível gasoso produzido a partir da degradação anaeróbia da matéria orgânica, processo no qual microrganismos atuam na ausência de oxigênio em sistemas controlados, convertendo resíduos orgânicos em uma mistura gasosa composta predominantemente por metano (CH_4) e dióxido de carbono (CO_2), além de traços de sulfeto de hidrogênio, vapor d'água e outros compostos. No contexto brasileiro, as principais fontes de produção incluem aterros sanitários, estações de tratamento de esgoto, resíduos agroindustriais e efluentes da indústria alimentícia.

A digestão anaeróbia ocorre por meio de uma sequência de etapas bioquímicas interdependentes. Inicialmente, na fase de hidrólise, compostos orgânicos complexos são convertidos em moléculas menores e mais simples. Em seguida, na acidogênese, esses produtos intermediários são transformados em ácidos orgânicos voláteis, hidrogênio e dióxido de carbono. Na etapa de acetogênese, formam-se compostos precursores do metano, principalmente ácido acético. Por fim, na metanogênese, microrganismos específicos convertem esses compostos em metano, resultando na formação do biogás bruto. A presença de CO_2 no biogás é inerente ao metabolismo microbiano e constitui parte significativa de sua composição final (IEA, 2021).

Segundo a International Energy Agency (IEA, 2021), o biogás oriundo da



digestão anaeróbia apresenta teor de metano tipicamente entre 55% e 65%, sendo o restante majoritariamente composto por dióxido de carbono. Em função dessa composição, o poder calorífico inferior do biogás bruto situa-se aproximadamente na faixa de 21 a 23 MJ/Nm³, valor significativamente inferior ao do gás natural comercial. Essa diferença decorre da elevada fração de CO₂, componente não combustível que atua como diluente energético, reduzindo o conteúdo térmico por unidade de volume do gás.

O aproveitamento energético do biogás insere-se em estratégias integradas de gestão de resíduos e geração descentralizada de energia, contribuindo para a mitigação de emissões de metano provenientes da decomposição descontrolada de resíduos orgânicos. A captura e utilização energética do biogás reduzem a liberação direta de metano à atmosfera, gás cujo potencial de aquecimento global é significativamente superior ao do dióxido de carbono (MMA, 2008; IEA, 2021).

Entretanto, o biogás bruto apresenta limitações para uso direto em aplicações industriais mais exigentes, devido à sua composição variável e à presença de contaminantes que podem comprometer a segurança operacional e a durabilidade dos equipamentos. A elevada fração de CO₂ reduz o poder calorífico por unidade de volume, enquanto compostos sulfurados podem causar corrosão. Por esse motivo, torna-se necessária a etapa de purificação e enriquecimento do biogás, processo conhecido como *upgrading*, visando à obtenção do biometano.

O processo de *upgrading* promove a remoção do dióxido de carbono e de outros contaminantes, elevando o teor de metano para valores superiores a 96,5%, conforme especificado pela Resolução ANP nº 886/2022 (ANP, 2022). Como consequência direta dessa elevação da fração de CH₄, observa-se aumento significativo do poder calorífico inferior por unidade de volume, que passa a situar-se em faixa



próxima a 35 MJ/Nm^3 , tornando o biometano energeticamente equivalente ao gás natural comercial (EPE, 2023; IEA, 2021). Essa elevação do conteúdo energético volumétrico implica redução da vazão necessária para atendimento de uma mesma carga térmica, aspecto fundamental na análise comparativa entre os combustíveis em sistemas industriais.

2.3 Biometano como alternativa ao gás natural em processos térmicos industriais

A utilização do biometano como alternativa ao gás natural em processos térmicos industriais tem sido amplamente discutida em estudos técnicos e institucionais, especialmente no contexto da transição energética e da redução das emissões de gases de efeito estufa. Um dos principais fatores que favorecem essa substituição é a elevada similaridade entre as propriedades energéticas dos dois combustíveis, o que possibilita sua utilização em equipamentos existentes com adaptações mínimas, desde que atendidas as especificações técnicas de qualidade.

Do ponto de vista operacional, o biometano apresenta poder calorífico inferior e características de fornecimento compatíveis com sistemas projetados para gás natural, quando submetido a processos adequados de purificação e controle de composição. Essa equivalência permite sua aplicação em caldeiras, fornos e sistemas de aquecimento industrial, mantendo parâmetros como estabilidade de chama, controle térmico e eficiência operacional dentro das faixas de projeto (BEIL; BEYRICH, 2013; IEA, 2021).

A geração de vapor representa uma das principais oportunidades para a aplicação do biometano como combustível substituto. Em setores como a indústria de alimentos e bebidas, o vapor é empregado de forma contínua em operações



de pasteurização, esterilização, cocção e limpeza de equipamentos, exigindo fornecimento confiável de energia térmica. Nesses sistemas, o combustível influencia diretamente o desempenho térmico e a estabilidade do processo, tornando relevante a análise comparativa entre diferentes fontes gasosas.

A viabilidade técnica da substituição está associada ao conceito de intercambiabilidade entre combustíveis gasosos. Parâmetros como poder calorífico inferior, densidade e índice de Wobbe são utilizados para avaliar a compatibilidade entre gases quanto ao desempenho em queimadores e sistemas térmicos. Quando esses parâmetros se mantêm dentro de faixas adequadas, a substituição pode ocorrer sem comprometer a eficiência ou a segurança operacional do equipamento (PETERSSON; WELLINGER, 2013).

Além dos aspectos técnicos, o biometano apresenta relevância estratégica por ser produzido a partir de resíduos orgânicos, inserindo-se em uma lógica de economia circular e redução da intensidade de carbono das atividades industriais. Relatórios internacionais destacam seu potencial como vetor energético para setores com elevada demanda térmica e limitações para eletrificação direta (IEA, 2021).

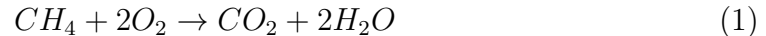
Dessa forma, a compatibilidade técnica, aliada aos benefícios ambientais e à possibilidade de utilização em infraestrutura já instalada, justifica a análise detalhada da substituição do gás natural pelo biometano em sistemas de geração de vapor, foco do presente estudo.



2.4 Parâmetros técnicos relevantes para a substituição de combustíveis gasosos

A substituição do gás natural pelo biometano em processos térmicos industriais exige a compreensão do comportamento de combustão dos combustíveis envolvidos, bem como da influência de suas propriedades físico-químicas sobre o desempenho energético do sistema. Embora ambos sejam predominantemente compostos por metano, pequenas variações na composição global podem impactar parâmetros operacionais relevantes, especialmente em sistemas de geração de vapor.

A combustão completa do metano pode ser representada pela seguinte reação estequiométrica:



Essa reação evidencia que os principais produtos formados são dióxido de carbono e vapor de água. A formação de vapor de água é particularmente relevante do ponto de vista energético, pois a consideração ou não do calor latente associado à sua condensação diferencia o poder calorífico superior (PCS) do poder calorífico inferior (PCI).

Em aplicações industriais convencionais, como caldeiras para geração de vapor saturado, os gases de combustão são liberados à atmosfera sem recuperação do calor latente associado à condensação do vapor d'água formado na reação. Dessa forma, o poder calorífico inferior constitui o parâmetro termodinâmico mais adequado para análises energéticas nesse tipo de sistema, uma vez que representa a energia efetivamente disponível para conversão em trabalho térmico útil (ÇEN-

GEL; BOLES, 2015). Essa consideração é particularmente relevante em estudos comparativos entre combustíveis gasosos, nos quais pequenas diferenças no PCI influenciam diretamente a vazão requerida para suprimento da mesma potência térmica.

Embora a reação fundamental seja a mesma para gás natural e biometano, a composição do combustível pode variar. O gás natural comercial pode conter, além do metano, pequenas frações de hidrocarbonetos mais pesados e gases inertes, enquanto o biometano, mesmo após o processo de purificação, pode apresentar traços residuais de dióxido de carbono. A presença de componentes não combustíveis atua como fator de diluição, reduzindo o conteúdo energético por unidade de volume do gás e podendo influenciar a temperatura adiabática de chama e o rendimento térmico global do sistema.

Nesse contexto, o poder calorífico inferior constitui parâmetro central na análise comparativa entre combustíveis gasosos. Valores de PCI próximos indicam equivalência energética sob condições ideais de combustão; contudo, pequenas variações na composição podem implicar ajustes na vazão volumétrica requerida para atender a uma mesma carga térmica (ANP, 2022; EPE, 2023). Em sistemas de geração de vapor, tais diferenças refletem-se diretamente na quantidade de combustível necessária para manter a produção de vapor nas condições de projeto da caldeira.

Outro parâmetro relevante para avaliar a intercambiabilidade entre combustíveis gasosos é o índice de Wobbe, definido como a razão entre o poder calorífico do gás e a raiz quadrada de sua densidade relativa. Combustíveis com índices de Wobbe semelhantes tendem a apresentar comportamento de combustão equivalente em um mesmo queimador, mantendo estabilidade de chama e desem-



penho térmico comparável (IEA, 2021). Assim, a análise desse índice auxilia na verificação da compatibilidade operacional entre gás natural e biometano.

Dessa forma, a avaliação da substituição entre gás natural e biometano em processos térmicos industriais deve considerar não apenas a equivalência estequiométrica da reação de combustão, mas também as variações de composição que podem influenciar o conteúdo energético efetivo do combustível, a vazão necessária para atendimento da carga térmica e o desempenho global do sistema. Esses aspectos fundamentam as premissas adotadas na modelagem e na simulação desenvolvidas neste estudo, permitindo comparação técnica consistente entre as duas fontes de metano sob condições equivalentes de operação.

2.5 Ciclo de vida e impactos ambientais do biometano

A avaliação ambiental do biometano não deve restringir-se às emissões diretas associadas à sua combustão, sendo necessária a consideração das diferentes etapas que compõem seu ciclo de vida. A abordagem de ciclo de vida permite analisar os impactos ambientais desde a obtenção da matéria-prima até o uso final do combustível, contemplando etapas como coleta de resíduos, digestão anaeróbia, purificação, compressão, transporte e combustão.

Na etapa de produção, o biogás é gerado a partir da decomposição controlada de resíduos orgânicos em biodigestores. Embora o processo resulte na formação de dióxido de carbono e metano, a captura do biogás evita a liberação direta de metano à atmosfera, gás cujo potencial de aquecimento global é significativamente superior ao do dióxido de carbono. Assim, quando comparado à decomposição não controlada de resíduos, o aproveitamento energético do biogás pode representar redução líquida de emissões (MMA, 2008; IEA, 2021).



Após a digestão anaeróbia, o biogás é submetido a etapas de purificação para obtenção do biometano. Essas etapas demandam energia elétrica e infraestrutura específica, o que implica emissões indiretas associadas ao consumo energético do processo. Adicionalmente, perdas fugitivas de metano ao longo da cadeia de produção e transporte devem ser consideradas, uma vez que pequenas frações não capturadas podem impactar o balanço ambiental do sistema.

Na etapa de uso final, a combustão do biometano gera dióxido de carbono e vapor de água, conforme a reação estequiométrica do metano. Entretanto, o carbono liberado é de origem biogênica, pois deriva de matéria orgânica recentemente formada por meio da fotossíntese. Diferentemente do gás natural, cuja combustão libera carbono fóssil acumulado ao longo de milhões de anos, o biometano integra um ciclo de carbono de curta duração, não promovendo incremento líquido equivalente de carbono fóssil na atmosfera (IEA, 2021).

A comparação entre biometano e gás natural sob a perspectiva de ciclo de vida deve, portanto, considerar tanto as emissões diretas quanto as indiretas. No caso do gás natural, além das emissões na combustão, incluem-se aquelas associadas à extração, processamento e transporte do combustível fóssil. Já no caso do biometano, a produção a partir de resíduos pode gerar créditos ambientais associados à mitigação de emissões que ocorreriam na ausência do sistema de captura e aproveitamento energético.

Dessa forma, embora o biometano não seja isento de impactos ambientais, sua inserção em processos industriais pode resultar em redução da intensidade de carbono quando analisada sob abordagem sistêmica. A compreensão dessas etapas é fundamental para contextualizar a substituição do gás natural pelo biometano não apenas sob o aspecto técnico, mas também sob a ótica ambiental e estratégica.

2.6 Biometano no contexto da transição energética e das políticas públicas

A inserção do biometano na matriz energética está diretamente relacionada às políticas públicas voltadas à transição para sistemas energéticos de menor intensidade de carbono. No Brasil, o reconhecimento desse combustível como alternativa estratégica tem se consolidado por meio de instrumentos regulatórios e incentivos institucionais que estimulam sua produção e utilização em diferentes setores da economia, especialmente aqueles com elevado consumo energético.

Nesse cenário, a Portaria Normativa nº 37/2022, do Ministério de Minas e Energia, incluiu a produção de biometano no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI), ampliando as condições para a atração de investimentos em projetos associados a esse combustível renovável (MME, 2022). Tal medida evidencia o papel do biometano no planejamento energético nacional e reforça sua relevância como alternativa para diversificação da matriz energética, particularmente em aplicações industriais térmicas.

Sob a perspectiva estratégica, o Plano Nacional sobre Mudança do Clima estabelece diretrizes voltadas à redução das emissões de gases de efeito estufa e à ampliação do uso de fontes renováveis no país (MMA, 2008). Nesse contexto, a produção e o aproveitamento energético do biometano são reconhecidos como instrumentos alinhados às metas nacionais de mitigação climática e de promoção da sustentabilidade, integrando políticas de gestão de resíduos e desenvolvimento energético.

O papel do biometano na transição energética também é evidenciado em âmbito internacional. Estatísticas globais indicam crescimento contínuo da produção e do uso de biogás e biometano em diversos países, impulsionado por polí-



ticas de descarbonização, segurança energética e redução da dependência de combustíveis fósseis (WORLD BIOENERGY ASSOCIATION, 2022; WORLD BIOENERGY ASSOCIATION, 2024). Esse movimento reforça o entendimento do biometano como vetor energético estratégico no cenário global contemporâneo.

Dessa forma, a substituição do gás natural pelo biometano em processos industriais térmicos deve ser compreendida não apenas sob a ótica técnica e ambiental, mas também como parte de um contexto institucional mais amplo, que envolve planejamento energético, incentivos regulatórios e compromissos nacionais e internacionais de sustentabilidade. Essa perspectiva reforça a relevância e a atualidade do presente estudo ao alinhar a análise técnica desenvolvida com as diretrizes e tendências contemporâneas do setor energético.

3 METODOLOGIA

3.1 Caracterização do estudo e abordagem metodológica

O presente trabalho caracteriza-se como um estudo de natureza aplicada, com abordagem qualitativa e quantitativa, voltado à análise da viabilidade técnica, econômica e ambiental da substituição do gás natural pelo biometano em uma planta piloto representativa da indústria de alimentos. A estrutura metodológica foi concebida de forma sequencial e integrada, assegurando coerência entre os objetivos da pesquisa, a fundamentação teórica adotada e os procedimentos empregados para obtenção e interpretação dos resultados.

Inicialmente, procedeu-se à revisão bibliográfica e normativa, com base em literatura técnico-científica, documentos regulatórios e relatórios setoriais. No contexto brasileiro, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis



estabelece requisitos de qualidade e parâmetros de intercambiabilidade para o biometano destinado aos usos energético-industriais, os quais fundamentam a análise de compatibilidade técnica do combustível com sistemas existentes (ANP, 2022). Complementarmente, estudos e relatórios da Empresa de Pesquisa Energética e da International Energy Agency foram utilizados para contextualizar o papel do biometano na transição energética, suas rotas de produção, potencial de inserção no setor industrial e implicações técnicas associadas ao seu uso (EPE, 2023; IEA, 2021). Os fundamentos termodinâmicos aplicados ao sistema de geração de vapor, incluindo o emprego do poder calorífico inferior e hipóteses operacionais típicas de caldeiras industriais, foram embasados na literatura clássica de termodinâmica aplicada (ÇENGEL; BOLES, 2015).

A metodologia foi estruturada em etapas complementares: (i) caracterização físico-química e energética dos combustíveis considerados; (ii) definição da planta piloto e das condições operacionais de referência; (iii) aplicação de balanços de massa e energia para determinação do consumo de combustível; (iv) modelagem simplificada da cadeia energética do biometano; e (v) avaliação comparativa sob as dimensões técnica, econômica e ambiental.

Na sequência, definiu-se o sistema de estudo como uma planta piloto representativa de aplicação típica de geração de vapor na indústria de alimentos. Essa estratégia permite comparar os combustíveis sob condições operacionais equivalentes, mantendo constantes variáveis de processo e isolando a influência das propriedades energéticas e da composição do combustível sobre os indicadores analisados.

A análise técnica concentrou-se na comparação do desempenho energético e da intercambiabilidade dos combustíveis no atendimento de uma mesma demanda térmica útil. A avaliação econômica foi conduzida em nível de pré-viabilidade,

com foco nos custos operacionais associados ao consumo de combustível. Por sua vez, a análise ambiental considerou as emissões diretas de dióxido de carbono provenientes da combustão, distinguindo-se o carbono de origem fóssil, associado ao gás natural, do carbono de origem biogênica, associado ao biometano, conforme discutido em análises setoriais e técnicas sobre descarbonização de usos térmicos industriais (IEA, 2021; EPE, 2023).

A simulação computacional foi empregada como ferramenta de apoio à análise técnica e à verificação de consistência dos balanços de massa e energia. Utilizou-se o software *DWSIM – Open Source Chemical Process Simulator* (DWSIM, 2026), principalmente como instrumento de representação do sistema e suporte à comparação entre cenários, mantendo-se os cálculos analíticos como base metodológica principal do estudo.

3.2 Definição da planta piloto e da indústria modelo

A definição da planta piloto constitui etapa fundamental da metodologia, uma vez que estabelece a base operacional para a comparação entre os combustíveis analisados. Neste estudo, considerou-se uma unidade representativa de médio porte do setor alimentício, composta por sistema de geração de vapor alimentado por combustível gasoso.

A escolha da indústria de alimentos como referência justifica-se pelo elevado consumo térmico associado a processos como pasteurização, esterilização, cocção e higienização de equipamentos. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2023), aplicações térmicas industriais representam parcela significativa do consumo energético do setor, sendo a geração de vapor um dos principais usos finais de gás natural na indústria brasileira. Dessa forma, o recorte adotado apresenta



relevância técnica e aplicabilidade prática.

A demanda térmica útil foi fixada em 1.000 kW (1 MW), valor adotado como *setpoint* representativo da ordem de grandeza típica de sistemas industriais de geração de vapor em unidades de médio porte. Essa definição não busca reproduzir instalação específica, mas estabelecer base padronizada e reproduzível para análise comparativa entre os combustíveis, mantendo constante a carga térmica requerida pelo processo.

As condições operacionais consideradas incluem regime permanente (estado estacionário), pressão atmosférica como referência para normalização volumétrica (Nm^3), combustão completa e eficiência térmica da caldeira fixada em 85%, valor compatível com sistemas industriais convencionais a gás, conforme discutido por Çengel e Boles (2015). Adicionalmente, adotou-se excesso de ar de 10%, prática usual para garantir estabilidade de combustão e evitar formação de monóxido de carbono em caldeiras industriais.

A manutenção dessas condições constantes em todos os cenários analisados assegura que as diferenças observadas nos resultados estejam associadas exclusivamente às propriedades físico-químicas e energéticas dos combustíveis, permitindo comparação técnica consistente entre gás natural, biogás e biometano.

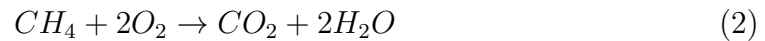
3.3 Premissas e condições de contorno da simulação e dos cálculos

A modelagem do sistema térmico foi conduzida com base em balanços de massa e energia aplicados ao processo de combustão em caldeira industrial, sob regime permanente (estado estacionário). Essa hipótese é compatível com sistemas industriais operando em condição estabilizada, permitindo simplificação das



equações de balanço sem perda de representatividade técnica.

A combustão foi assumida como completa, com conversão total do metano em dióxido de carbono e vapor d'água, conforme reação global simplificada:



Adotou-se excesso de ar de 10%, valor compatível com práticas operacionais típicas de caldeiras industriais a gás, garantindo estabilidade da chama e minimização da formação de monóxido de carbono, conforme discutido por Çengel e Boles (2015).

A eficiência térmica da caldeira foi fixada em 85%, valor representativo de sistemas industriais convencionais a gás natural (ÇENGEL; BOLES, 2015). Essa eficiência foi mantida constante em todos os cenários analisados, assegurando que as diferenças observadas nos resultados estejam associadas exclusivamente às propriedades energéticas dos combustíveis.

A demanda térmica útil do processo foi fixada em 1.000 kW (1 MW), valor adotado como referência representativa de aplicações térmicas industriais no setor alimentício, conforme contextualização setorial apresentada pela EPE (2023). Esse valor foi utilizado como *setpoint* constante para todos os cenários comparativos.

Os cálculos energéticos foram realizados com base no Poder Calorífico Inferior (PCI), considerando que caldeiras industriais convencionais não realizam recuperação do calor latente do vapor d'água presente nos gases de combustão (ÇENGEL; BOLES, 2015). As grandezas volumétricas foram expressas em base normalizada (Nm³), adotando condições padrão de referência.

Não foram considerados efeitos dinâmicos de variação de carga, perdas térmicas adicionais não contempladas na eficiência global, nem formação de polu-



entes secundários, mantendo-se o foco na análise comparativa do comportamento energético em regime estacionário.

3.4 Caracterização dos combustíveis e definição dos parâmetros de entrada

A definição dos parâmetros de entrada utilizados nos cálculos energéticos foi realizada com base em dados normativos e referências técnico-setoriais, assegurando coerência com as especificações brasileiras de combustíveis gasosos e com valores reportados na literatura especializada.

3.4.1 Gás natural

O gás natural foi considerado como combustível de referência do sistema térmico. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2023), o gás natural comercial distribuído no Brasil apresenta elevado teor de metano, tipicamente entre 85% e 95%, podendo conter pequenas frações de etano, propano, nitrogênio e dióxido de carbono.

Para fins de modelagem energética, adotou-se poder calorífico inferior (PCI) médio de 35,8 MJ/Nm³, valor compatível com gás natural rico em metano utilizado em aplicações industriais no país (EPE, 2023). O uso do PCI como base de cálculo é tecnicamente adequado para sistemas de combustão não condensantes, nos quais o calor latente do vapor d'água não é recuperado, conforme discutido por Çengel e Boles (2015).



3.4.2 Biogás bruto

O biogás proveniente de digestão anaeróbia apresenta composição variável, sendo tipicamente constituído por metano e dióxido de carbono. Conforme relatado pela International Energy Agency (IEA, 2021), o teor de metano em sistemas convencionais de digestão situa-se entre 55% e 65%.

Para este estudo, adotou-se composição de referência contendo 60% de CH_4 e 40% de CO_2 , valor representativo dentro da faixa típica reportada na literatura (IEA, 2021). Considerando que o dióxido de carbono não contribui para a liberação de energia na combustão, o poder calorífico inferior do biogás foi estimado a partir da fração molar de metano multiplicada pelo PCI do metano puro.

Adotando-se PCI do metano igual a 35,8 MJ/Nm³ (EPE, 2023), obtém-se:

$$PCI_{biogs} = 0,60 \times 35,8 \quad (3)$$

$$PCI_{biogs} \approx 21,5 \text{ MJ/Nm}^3 \quad (4)$$

Para fins de simplificação e representação prática, foi considerado PCI médio de 22 MJ/Nm³. A redução do conteúdo energético por unidade de volume implica aumento da vazão volumétrica necessária para atender à mesma demanda térmica útil, sendo esse efeito avaliado nos resultados comparativos.

3.4.3 Biometano após processo de upgrading

O biometano é obtido a partir do biogás por meio do processo de *upgrading*, no qual ocorre remoção de dióxido de carbono e contaminantes, elevando-se o teor de metano. Conforme estabelecido pela Agência Nacional do Petróleo, Gás



Natural e Biocombustíveis (ANP, 2022), o biometano destinado a usos industriais deve apresentar teor mínimo de metano de 96,5%.

Considerando essa especificação regulatória e adotando PCI do metano de 35,8 MJ/Nm³ (EPE, 2023), o poder calorífico inferior do biometano pode ser estimado por:

$$PCI_{biometano} = 0,965 \times 35,8 \quad (5)$$

$$PCI_{biometano} \approx 34,5 \text{ MJ/Nm}^3 \quad (6)$$

Para fins comparativos, adotou-se valor representativo de 35,0 MJ/Nm³, evidenciando a proximidade energética entre biometano purificado e gás natural comercial.

Essa equivalência energética fundamenta a análise de intercambiabilidade técnica entre os combustíveis, permitindo avaliar a substituição do gás natural pelo biometano sob condições operacionais equivalentes.

3.5 Modelagem da cadeia energética do biometano

Para a comparação entre gás natural e biometano, foi estabelecida delimitação clara das fronteiras do sistema analisado. A modelagem da cadeia energética do biometano foi conduzida de forma simplificada, porém tecnicamente consistente, contemplando as etapas principais necessárias para sua utilização como combustível industrial.

Conforme descrito pela International Energy Agency (IEA, 2021), a cadeia produtiva do biometano envolve: (i) produção de biogás por digestão anaeróbia



de resíduos orgânicos; (ii) remoção de impurezas e umidade; (iii) processo de *upgrading*, com separação de dióxido de carbono e elevação do teor de metano; e (iv) compressão e adequação para uso energético.

No presente estudo, foram consideradas três etapas principais dentro dos limites do sistema modelado:

- Produção do biogás por digestão anaeróbia;
- Processo de *upgrading* para obtenção de biometano;
- Combustão do biometano na caldeira industrial.

A etapa de produção do biogás foi representada de forma global, considerando composição típica de 60% de metano e 40% de dióxido de carbono, conforme valores médios reportados pela IEA (2021). Não foram modeladas reações bioquímicas detalhadas, uma vez que o objetivo do estudo é avaliar o comportamento energético e não a cinética do processo biológico.

O processo de *upgrading* foi representado como etapa de separação de CO₂, elevando o teor de metano para valor mínimo de 96,5%, em conformidade com a especificação regulatória estabelecida pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, 2022) para uso energético-industrial.

O dióxido de carbono removido durante o *upgrading* foi considerado como emissão de origem biogênica, uma vez que deriva da degradação de matéria orgânica recente. Da mesma forma, o CO₂ gerado na combustão do biometano foi classificado como biogênico, não sendo contabilizado como emissão fóssil líquida adicional, conforme abordagem adotada em análises setoriais de descarbonização (IEA, 2021; EPE, 2023).

Para o cenário com gás natural, considerou-se apenas a etapa de combustão, sendo o CO₂ resultante classificado como de origem fóssil.

Ressalta-se que a modelagem não contempla análise completa de ciclo de vida (ACV), nem inclui emissões indiretas associadas à construção de infraestrutura, transporte externo de insumos ou consumo elétrico auxiliar. O escopo foi delimitado à cadeia energética imediata até o ponto de uso industrial, garantindo coerência com o nível de pré-viabilidade técnica proposto no estudo.

Essa delimitação metodológica permite comparar os combustíveis sob a perspectiva energética e das emissões diretas associadas ao uso térmico, mantendo consistência entre os cenários analisados.

3.6 Critérios de avaliação técnica, econômica e ambiental

A avaliação da substituição do gás natural pelo biometano foi estruturada em três dimensões complementares: técnica, econômica e ambiental. Em todas as análises, manteve-se constante a demanda térmica útil de 1.000 kW e as condições operacionais definidas nas seções anteriores, assegurando que as diferenças observadas decorram exclusivamente das propriedades energéticas e da composição dos combustíveis.

3.6.1 Critérios de avaliação técnica

A análise técnica teve como objetivo verificar a viabilidade operacional da substituição do combustível no sistema de geração de vapor. Foram considerados como principais indicadores:

- Vazão volumétrica requerida para atendimento da carga térmica;



- Equivalência energética por unidade de volume (PCI);
- Intercambiabilidade entre combustíveis.

A vazão de combustível foi determinada a partir do balanço energético estabelecido na Seção 3.3, considerando:

$$\dot{V}_{comb} = \frac{\dot{Q}_{til}}{\eta \times PCI} \quad (7)$$

em que \dot{Q}_{til} representa a carga térmica útil do processo, η a eficiência térmica da caldeira e PCI o poder calorífico inferior do combustível.

A intercambiabilidade foi analisada qualitativamente com base na proximidade dos valores de PCI e nas especificações de qualidade estabelecidas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, 2022), especialmente no que se refere ao teor mínimo de metano exigido para uso energético-industrial.

3.6.2 Critérios de avaliação econômica

A avaliação econômica foi conduzida em nível de pré-viabilidade, com foco no custo operacional associado ao consumo de combustível. O custo energético foi estimado por:

$$C_{energia} = \dot{V}_{comb} \times P_{comb} \quad (8)$$

em que P_{comb} representa o preço unitário do combustível (R\$/Nm³).

Os preços adotados foram considerados valores de referência obtidos em fontes setoriais e podem variar conforme região, modalidade contratual, volume consumido, indexadores e estrutura tarifária. Dessa forma, a análise econômica

não busca determinar valor absoluto universal, mas comparar a sensibilidade do custo operacional entre os cenários avaliados.

Não foram considerados investimentos de capital, custos de adaptação de equipamentos ou análises financeiras de longo prazo, mantendo-se o escopo restrito à comparação direta do custo energético do processo.

3.6.3 Critérios de avaliação ambiental

A avaliação ambiental concentrou-se nas emissões diretas de dióxido de carbono associadas à combustão dos combustíveis.

Para o gás natural, o CO₂ emitido foi classificado como de origem fóssil, uma vez que provém de carbono armazenado geologicamente. Para o biometano, o CO₂ foi considerado de origem biogênica, por derivar da degradação de matéria orgânica recente, integrando o ciclo natural do carbono, conforme discutido em análises internacionais sobre biometano e descarbonização de usos térmicos (IEA, 2021; EPE, 2023).

A emissão de CO₂ foi estimada a partir da estequiometria da combustão do metano, considerando que cada mol de CH₄ gera um mol de CO₂ na combustão completa. A comparação ambiental foi realizada com base na diferença entre emissões de carbono fóssil e emissões biogênicas associadas ao uso dos combustíveis.

Ressalta-se que não foi conduzida análise completa de ciclo de vida (ACV), mantendo-se o escopo restrito às emissões diretas da cadeia energética delimitada na Seção 3.5.



3.7 Uso da simulação como ferramenta de apoio

Embora os resultados quantitativos centrais deste estudo tenham sido obtidos por meio de balanços analíticos de massa e energia, conforme descrito nas seções anteriores, empregou-se simulação computacional como ferramenta complementar de apoio à modelagem do sistema térmico.

A simulação teve como objetivo representar de forma estruturada o sistema de geração de vapor, verificar a consistência dos balanços energéticos e auxiliar na comparação entre os cenários com gás natural e biometano. Ressalta-se que a simulação não substitui o método analítico adotado, mas atua como instrumento auxiliar de organização das variáveis e de verificação da coerência dos resultados.

Para essa finalidade, utilizou-se o *DWSIM – Open Source Chemical Process Simulator*, ferramenta amplamente empregada em estudos acadêmicos e industriais para execução de balanços de massa e energia em regime permanente. A escolha dessa ferramenta justifica-se por sua capacidade de representar sistemas térmicos de forma simplificada, além de favorecer a reprodutibilidade metodológica do modelo desenvolvido.

O sistema de geração de vapor foi modelado por meio de uma unidade de aquecimento (*heater*), associada a uma corrente de energia responsável por impor a carga térmica útil do processo. O combustível foi representado como corrente de material (*Fuel*), cuja composição variou entre os cenários analisados, mantendo-se constantes as demais condições operacionais.

As Figuras 3.1 e 3.2 apresentam os fluxogramas desenvolvidos no DWSIM para os cenários com gás natural e biometano, respectivamente. Observa-se que a configuração estrutural do sistema foi mantida idêntica em ambos os casos, variando-se exclusivamente as propriedades energéticas e a composição da cor-

rente de combustível. Essa padronização assegura comparabilidade técnica entre os cenários simulados e está alinhada ao princípio metodológico de controle das variáveis operacionais.

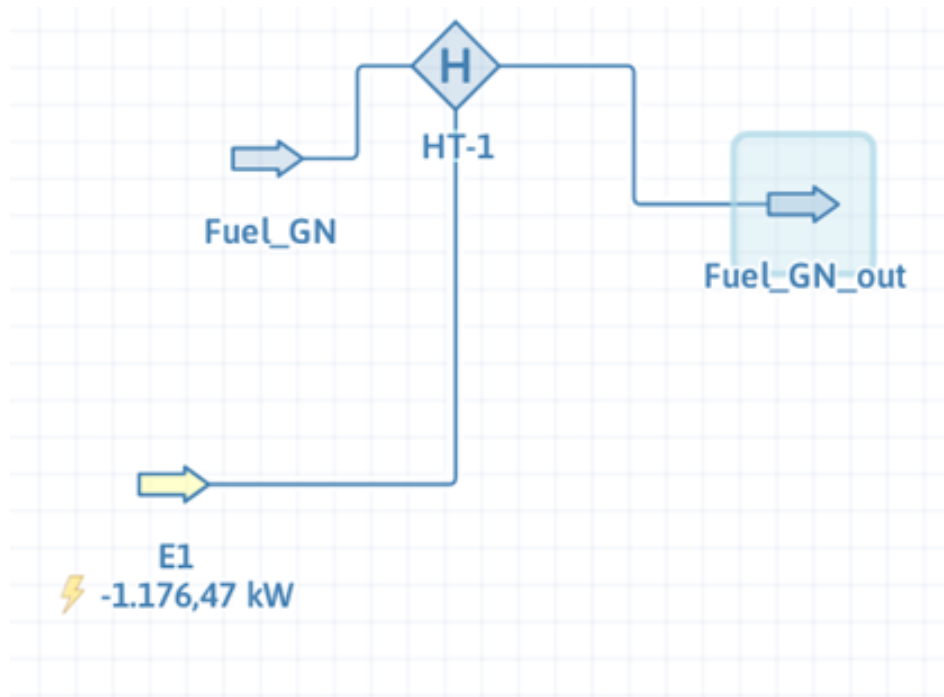


Figura 3.1: Fluxograma da simulação do sistema de geração de vapor utilizando gás natural na planta piloto.

Fonte: Elaboração própria a partir de simulação no software DWSIM.

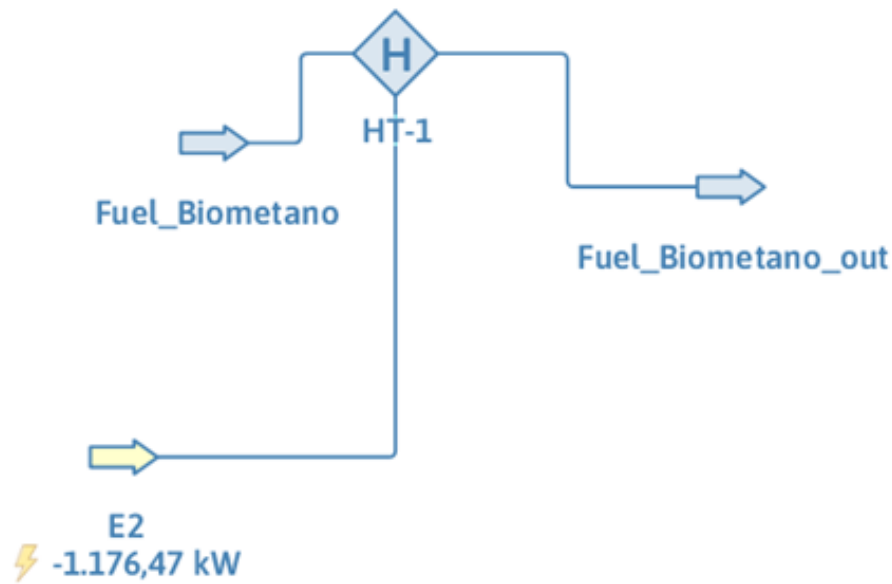


Figura 3.2: Fluxograma da simulação do sistema de geração de vapor utilizando biometano na planta piloto.

Fonte: Elaboração própria a partir de simulação no software DWSIM.

Os principais parâmetros energéticos e operacionais utilizados como dados de entrada na simulação encontram-se sistematizados na Tabela 3.1. Esses valores foram definidos com base nas premissas estabelecidas nas Seções 3.3 e 3.4, bem como em referências normativas e literatura especializada.

Tabela 3.1: Parâmetros utilizados na simulação do sistema de geração de vapor

Parâmetro	Unidade	Gás Natural	Biometano	Fonte
Poder Calorífico Inferior (PCI)	MJ/Nm ³	35,8	35,0	ANP (2022); EPE (2023)
Teor de metano	% v/v	85-95	≥ 96,5	ANP (2022)
Índice de Wobbe	MJ/Nm ³	47-52	46-52	ANP (2022); IEA (2021)
Eficiência da caldeira	%	85	85	Çengel e Boles (2015)
Pressão de operação do combustível	bar	3,0	3,0	Premissa adotada neste estudo
Demanda térmica do processo	kW	1.000	1.000	Premissa adotada neste estudo



A organização dos parâmetros em formato tabular visa assegurar transparência metodológica e facilitar a reprodutibilidade do modelo desenvolvido.

Em ambos os cenários simulados, foram mantidas constantes as condições operacionais — incluindo eficiência térmica e carga térmica útil — variando-se exclusivamente a composição e o poder calorífico do combustível. Dessa forma, eventuais diferenças observadas nos resultados decorrem exclusivamente das propriedades energéticas dos combustíveis analisados.

A utilização da simulação teve como finalidades específicas:

- Representar graficamente o sistema térmico analisado;
- Verificar a coerência dos balanços energéticos obtidos analiticamente;
- Apoiar a comparação entre os cenários sob condições operacionais equivalentes;
- Fornecer suporte metodológico à análise desenvolvida nos capítulos subsequentes.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 Considerações iniciais

Este capítulo apresenta e discute os resultados obtidos a partir da aplicação dos balanços energéticos descritos no Capítulo 3, complementados pela simulação computacional utilizada como ferramenta de apoio.

A análise foi conduzida mantendo-se constantes as condições operacionais da planta piloto — incluindo demanda térmica útil de 1.000 kW e eficiência da



caldeira de 85% — variando-se exclusivamente as propriedades energéticas do combustível. Dessa forma, as diferenças observadas entre os cenários decorrem exclusivamente da composição e do poder calorífico inferior dos combustíveis analisados.

Os resultados são apresentados de forma sequencial, contemplando: (i) análise energética; (ii) validação por simulação; (iii) avaliação econômica; e (iv) análise ambiental.

4.2 Análise energética comparativa

A potência térmica requerida do combustível foi determinada a partir do balanço energético:

$$\dot{Q}_{comb} = \frac{\dot{Q}_{til}}{\eta} \quad (9)$$

Substituindo-se os valores adotados:

$$\dot{Q}_{comb} = \frac{1.000}{0,85} = 1.176,47 \text{ kW} \quad (10)$$

Convertendo para base horária:

$$\dot{E}_{comb} = 1.176,47 \times 3.600 = 4,235 \times 10^6 \text{ kJ/h} \quad (11)$$

A vazão volumétrica foi determinada por:

$$\dot{V} = \frac{\dot{E}_{comb}}{PCI} \quad (12)$$

Para o gás natural ($PCI = 35,8 \text{ MJ/Nm}^3$):



$$\dot{V}_{GN} \approx 118,3 \text{ Nm}^3/\text{h} \quad (13)$$

Para o biometano ($\text{PCI} = 35,0 \text{ MJ/Nm}^3$):

$$\dot{V}_{BM} \approx 121,0 \text{ Nm}^3/\text{h} \quad (14)$$

A diferença de aproximadamente $2,7 \text{ Nm}^3/\text{h}$ corresponde a um aumento volumétrico da ordem de $2,3\%$, valor diretamente associado à diferença entre os poderes caloríficos adotados.

4.3 Validação por simulação computacional

Os valores obtidos por meio dos cálculos analíticos foram comparados com os resultados gerados no software DWSIM. A Tabela ?? apresenta os valores obtidos.

Observa-se concordância entre os resultados analíticos e os valores gerados pelo simulador, confirmando a consistência do modelo energético adotado.

4.4 Análise econômica da substituição do combustível

A análise econômica da substituição do gás natural pelo biometano foi conduzida em nível de pré-viabilidade, com foco nos custos operacionais associados ao consumo de combustível no sistema de geração de vapor da planta piloto considerada. Conforme estabelecido na metodologia, a demanda térmica útil foi mantida constante em 1.000 kW , com eficiência de caldeira fixada em 85% , resultando em potência térmica requerida do combustível de $1.176,47 \text{ kW}$.

Os resultados técnicos apresentados anteriormente indicaram vazão volu-



métrica de aproximadamente $118,3 \text{ Nm}^3/\text{h}$ para o gás natural e $121,0 \text{ Nm}^3/\text{h}$ para o biometano, diferenças associadas aos valores de poder calorífico inferior adotados ($35,8 \text{ MJ/Nm}^3$ para o gás natural e $35,0 \text{ MJ/Nm}^3$ para o biometano).

Para consolidar a análise econômica quantitativa, foram adotados preços de referência de mercado para o gás natural e o biometano no contexto brasileiro.

Não existe um preço único nacional para o gás natural industrial, pois tarifas variam conforme distribuidora, volume contratado e regime tributário estadual. Segundo estimativas da Confederação Nacional da Indústria (CNI, 2025), grandes consumidores industriais enfrentam preços médios da ordem de US\$14,00 por milhão de BTU (aproximadamente R\$112/MMBtu na cotação vigente). Adicionalmente, tarifas industriais praticadas por distribuidoras situam-se tipicamente na faixa de R\$3,0/m³ a R\$4,4/m³, dependendo da concessionária e do volume de consumo (GASMIG, 2025).

No caso do biometano, ainda em fase de consolidação no Brasil, indicadores de mercado apontam valores situados na faixa aproximada de R\$2,45/m³ a R\$2,79/m³, especialmente em regiões com maior desenvolvimento da cadeia produtiva, como São Paulo e Rio de Janeiro (INVESTING BRASIL, 2025). Tais valores refletem condições específicas de mercado, escala de produção e estrutura contratual.

Com base nessas referências, adotou-se, para efeito comparativo, preço de R\$3,50/m³ para o gás natural e R\$2,70/m³ para o biometano, valores intermediários dentro das faixas observadas no mercado nacional.

O custo horário de operação foi determinado por meio da relação:

$$C = \dot{V} \times P \quad (15)$$



em que \dot{V} representa a vazão volumétrica do combustível (Nm^3/h) e P o preço unitário ($\text{R}\$/\text{Nm}^3$).

Substituindo-se os valores obtidos por simulação, tem-se:

$$C_{GN} = 118,3 \times 3,50 = 414,05 \text{ R}\$/\text{h} \quad (16)$$

$$C_{BM} = 121,0 \times 2,70 = 326,70 \text{ R}\$/\text{h} \quad (17)$$

Observa-se que, nas condições consideradas, o custo horário associado ao consumo de biometano é aproximadamente 21% inferior ao custo com gás natural. Essa diferença decorre principalmente do preço unitário adotado para cada combustível, uma vez que a diferença volumétrica entre eles é relativamente pequena.

Projetando-se a operação para regime contínuo de 8.000 horas anuais — valor representativo de operação industrial — obtém-se:

$$C_{GN,anual} = 414,05 \times 8.000 = 3.312.400 \text{ R}\$/\text{ano} \quad (18)$$

$$C_{BM,anual} = 326,70 \times 8.000 = 2.613.600 \text{ R}\$/\text{ano} \quad (19)$$

Nesse cenário, a substituição resultaria em economia anual aproximada de $\text{R}\$698.800,00$.

Ressalta-se, entretanto, que os preços adotados representam referências médias de mercado e podem variar significativamente conforme região, contrato, indexador, volume contratado e estrutura tarifária aplicável. Dessa forma, a viabilidade econômica da substituição depende diretamente das condições locais de



fornecimento e da disponibilidade do biometano.

Os resultados indicam que, sob condições favoráveis de preço e oferta, o biometano pode apresentar competitividade econômica frente ao gás natural, mantendo equivalência técnica de desempenho térmico. Essa constatação reforça o potencial do biometano como alternativa viável para descarbonização de processos térmicos industriais, especialmente em cenários de incentivo regulatório ou precificação de carbono.

4.5 Análise ambiental da substituição do gás natural pelo biometano

A emissão de dióxido de carbono foi estimada a partir da estequiometria da combustão do metano, considerando fator de emissão de 2,75 kg de CO₂ por kg de CH₄ queimado.

Para o gás natural, o CO₂ emitido é de origem fóssil. Para o biometano, o CO₂ é classificado como biogênico, integrando o ciclo natural do carbono, conforme discutido pela IEA (2021) e pela EPE (2023).

Assim, embora a emissão física de CO₂ seja semelhante em termos quantitativos, a contribuição líquida ao estoque atmosférico de carbono fóssil é reduzida no cenário com biometano.

5 CONCLUSÕES

O presente trabalho teve como objetivo avaliar a viabilidade técnica, econômica e ambiental da substituição do gás natural pelo biometano em um sistema de geração de vapor representativo de uma planta piloto da indústria de alimentos.

Para isso, adotou-se abordagem integrada, combinando fundamentação teórica, definição criteriosa de premissas técnicas, modelagem computacional e validação analítica por meio de balanços de massa e energia.

Sob a perspectiva técnica, os resultados demonstraram elevada compatibilidade entre o biometano e sistemas térmicos originalmente projetados para operação com gás natural, desde que atendidas as especificações regulatórias de qualidade e intercambiabilidade. Mantida constante a demanda térmica útil do processo e a eficiência da caldeira, verificou-se que o atendimento à mesma carga térmica requer apenas ajustes proporcionais na vazão volumétrica de combustível, decorrentes das diferenças no poder calorífico inferior. Tais variações mostraram-se plenamente coerentes com os princípios termodinâmicos que regem o balanço energético do sistema.

A validação teórica por meio de cálculos analíticos confirmou a consistência dos resultados obtidos na simulação computacional. A concordância entre os valores estimados pelo balanço energético e aqueles gerados no software DWSIM reforça a confiabilidade da metodologia empregada, evidenciando que a ferramenta de simulação atuou de forma complementar e coerente ao modelo físico adotado.

Do ponto de vista econômico, a análise em nível de pré-viabilidade indicou que a competitividade do biometano está diretamente condicionada ao contexto regional, às condições contratuais de fornecimento e ao ambiente regulatório. Embora a demanda volumétrica do biometano seja ligeiramente superior à do gás natural para atendimento da mesma potência térmica, sua viabilidade econômica pode ser favorecida por incentivos regulatórios, mecanismos de valorização ambiental e pela inserção em cadeias produtivas baseadas na valorização de resíduos. Assim, a análise econômica deve ser conduzida caso a caso, considerando as espe-



cificidades do mercado local e da estrutura tarifária vigente.

No âmbito ambiental, evidenciou-se vantagem significativa do biometano em relação ao gás natural, sobretudo quanto à origem do carbono emitido na combustão. Enquanto o gás natural libera carbono fóssil acumulado geologicamente, o biometano emite carbono de origem biogênica, inserido em ciclo de curta duração. Adicionalmente, o aproveitamento energético do biogás contribui para a mitigação de emissões fugitivas de metano provenientes da decomposição de resíduos orgânicos, fortalecendo seu papel como vetor estratégico de descarbonização industrial.

De forma integrada, conclui-se que o uso do biometano em sistemas de geração de vapor da indústria de alimentos é tecnicamente viável, ambientalmente vantajoso e economicamente dependente das condições de mercado e do arcabouço regulatório. A adoção de uma planta piloto mostrou-se metodologia adequada para avaliação controlada dos impactos energéticos e operacionais da substituição, permitindo análise consistente sem a complexidade integral de uma unidade industrial em escala comercial.

Como perspectivas futuras, recomenda-se a ampliação da análise para estudos em escala industrial real, incluindo avaliação de investimentos de capital, modelagem dinâmica de operação, contratos de suprimento de longo prazo e análises completas de ciclo de vida. Investigações adicionais sobre precificação de carbono e mecanismos de incentivo também podem aprofundar a compreensão da competitividade do biometano no cenário energético brasileiro.

Conclui-se, portanto, que o biometano constitui alternativa energética promissora para aplicações térmicas industriais, alinhada às diretrizes de transição energética e sustentabilidade, apresentando potencial concreto de contribuir para



a redução da intensidade de carbono no setor industrial brasileiro.

6 REFERÊNCIAS

ABRELPE – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE EMPRESAS DE LIMPEZA PÚBLICA E RESÍDUOS ESPECIAIS. *Panorama dos resíduos sólidos no Brasil 2020*. São Paulo: ABRELPE, 2020. Disponível em: <https://abrelpe.org.br/panorama/>. Acesso em: 21 dez. 2025.

ABREMA – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE RESÍDUOS E MEIO AMBIENTE. *Panorama dos resíduos sólidos no Brasil 2023*. São Paulo: ABREMA, 2023. Disponível em: https://www.abrema.org.br/wp-content/uploads/dlm_uploads/2024/03/Panorama_2023_P1.pdf. Acesso em: 21 dez. 2025.

ADNAN, A. et al. Technologies for biogas upgrading to biomethane: a review. *Bioengineering*, v. 6, n. 4, p. 92, 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Nota Técnica Conjunta nº 002/2007 – Classificação do gás proveniente de aterros sanitários. Rio de Janeiro, 2007.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). *Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis 2022*. Rio de Janeiro: ANP, 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico>. Acesso em: 15 jan. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Resolução ANP nº 886, de 29 de setembro de 2022. Brasília: Diário



Oficial da União, 2022. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-886-2022>. Acesso em: 15 jan. 2026.

BAUER, F. et al. Biogas upgrading: review of commercial technologies. *SGC Rapport*, v. 270, 2013.

BEIL, M. et al. *Biomethane*. Gülzow-Prüzen: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 2013.

BANCO NACIONAL DO DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL (BNDES). *A hora do biometano no Brasil*. Rio de Janeiro: BNDES, 2024. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br>. Acesso em: 20 jan. 2026.

ÇENGEL, Y. A.; BOLES, M. A. *Termodinâmica*. 8. ed. Porto Alegre: AMGH, 2015.

DWSIM. *DWSIM – Open Source Chemical Process Simulator*. Disponível em: <https://dwsim.org>. Acesso em: 15 jan. 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Panorama do biometano no Brasil 2023*. Rio de Janeiro: EPE, 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br>. Acesso em: 10 jan. 2026.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *Outlook for biogas and biomethane: prospects for organic growth*. Paris: IEA, 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane>. Acesso em: 12 jan. 2026.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Portaria Normativa nº 37/GM/MME, de 20 de março de 2022. Brasília, 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/mme>. Acesso em: 12 jan. 2026.



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE (MMA). *Plano Nacional sobre Mudança do Clima*. Brasília, 2008. Disponível em: <https://antigo.mma.gov.br>. Acesso em: 12 jan. 2026.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE (MMA). Aproveitamento energético do biogás de aterro sanitário. Disponível em: <https://antigo.mma.gov.br>. Acesso em: 12 jan. 2026.

PERSSON, M.; JÖNSSON, O.; WELLINGER, A. *Biogas upgrading to vehicle fuel standards and grid injection*. Paris: IEA Bioenergy, 2006.

RYCKEBOSCH, E.; DROUILLON, M.; VERVAEREN, H. Techniques for transformation of biogas to biomethane. *Biomass and Bioenergy*, v. 35, p. 1633–1645, 2011.

SUN, Q. et al. Selection of appropriate biogas upgrading technology: a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 51, p. 521–532, 2015.

TOWLER, G.; SINNOTT, R. *Chemical engineering design: principles, practice and economics of plant and process design*. 3. ed. Oxford: Elsevier, 2022.

TURTON, R. et al. *Analysis, synthesis, and design of chemical processes*. 4. ed. New Jersey: Prentice Hall, 2018.

WORLD BIOENERGY ASSOCIATION. *Global bioenergy statistics 2022*. Stockholm: World Bioenergy Association, 2022. Disponível em: <https://www.worldbioenergy.org>. Acesso em: 18 jan. 2026.

WORLD BIOENERGY ASSOCIATION. *Global bioenergy statistics 2024*. Stockholm: World Bioenergy Association, 2024. Disponível em: <https://www.worldbioenergy.org>. Acesso em: 18 jan. 2026.