



UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

JÉSSICA AMARAL DE ARAÚJO

**Análise comparativa entre geração de eletricidade e produção de biometano a partir do
biogás: fundamentação teórica e estudo de caso**

Uberlândia
2026

JÉSSICA AMARAL DE ARAÚJO

**Análise comparativa entre geração de eletricidade e produção de biometano a partir do
biogás: fundamentação teórica e estudo de caso**

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de concentração: Engenharia Elétrica

Orientador: Dr. Ivan Nunes Santos

Uberlândia

2026

Ficha Catalográfica Online do Sistema de Bibliotecas da UFU
com dados informados pelo(a) próprio(a) autor(a).

A663
2026

Araújo, Jéssica Amaral de, 1991-
Análise comparativa entre geração de eletricidade e produção
de biometano a partir do biogás: fundamentação teórica e estudo
de caso [recurso eletrônico] / Jéssica Amaral de Araújo. - 2026.

Orientador: Ivan Nunes Santos.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Uberlândia,
Pós-graduação em Engenharia Elétrica.

Modo de acesso: Internet.

DOI <http://doi.org/10.14393/ufu.di.2026.429>

Inclui bibliografia.

Inclui ilustrações.

1. Engenharia elétrica. I. Santos, Ivan Nunes ,1979-, (Orient.).
II. Universidade Federal de Uberlândia. Pós-graduação em
Engenharia Elétrica. III. Título.

CDU: 621.3

Bibliotecários responsáveis pela estrutura de acordo com o AACR2:

Gizele Cristine Nunes do Couto - CRB6/2091

Nelson Marcos Ferreira - CRB6/3074

JÉSSICA AMARAL DE ARAÚJO

**Análise comparativa entre geração de eletricidade e produção de biometano a partir do
biogás: fundamentação teórica e estudo de caso**

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de concentração: Engenharia Elétrica

Uberlândia, 12 de maio de 2026.

Banca Examinadora:

Ivan Nunes Santos – Prof. Dr. (UFU)

Fabício Parra Santílio – Prof. Dr. (UFMT)

Márcio Arvelos Moraes – Prof. Dr. (IFSULDEMINAS)



ATA DE DEFESA - PÓS-GRADUAÇÃO

Programa de Pós-Graduação em:	Engenharia Elétrica				
Defesa de:	Dissertação de Mestrado, 823, PPGEELT				
Data:	Doze de maio de dois mil e vinte e seis	Hora de início:	16:00	Hora de encerramento:	18:30
Matrícula do Discente:	12312EEL009				
Nome do Discente:	Jéssica Amaral de Araújo				
Título do Trabalho:	Análise comparativa entre geração de eletricidade e produção de biometano a partir do biogás: fundamentação teórica e estudo de caso				
Área de concentração:	Sistemas de Energia Elétrica				
Linha de pesquisa:	Sistemas Elétricos de Potência				
Projeto de Pesquisa de vinculação:	Coordenador do projeto: Ivan Nunes Santos. Título do Projeto: Desenvolvimento de ferramentas para otimização do planejamento da operação no contexto de complementariedade de fontes renováveis, hibridização e emprego de SAEs. Agência financiadora: Não se aplica. Número do processo na agência financiadora: Não se aplica. Vigência do projeto: 2020 a atual.				

Reuniu-se através de videoconferência, a Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, assim composta:

Doutores: Fabrício Parra Santílio (UFMT), Márcio Arvelos Moraes (IF Sul de Minas) e Ivan Nunes Santos, orientador do discente.

Iniciando os trabalhos o presidente da mesa, Dr. Ivan Nunes Santos, apresentou a Comissão Examinadora e a candidata, agradeceu a presença do público, e concedeu à discente a palavra para a exposição do seu trabalho. A duração da apresentação da discente e o tempo de arguição e resposta foram conforme as normas do Programa.

A seguir o senhor presidente concedeu a palavra, pela ordem sucessivamente, aos examinadores, que passaram a arguir a candidata. Ultimada a arguição, que se desenvolveu dentro dos termos regimentais, a Banca, em sessão secreta, atribuiu o resultado final, considerando a candidata:

APROVADA.

Esta defesa faz parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre. O competente diploma será expedido após cumprimento dos demais requisitos, conforme as normas do Programa, a legislação pertinente e a regulamentação interna da UFU.

Nada mais havendo a tratar foram encerrados os trabalhos. Foi lavrada a presente

ata que após lida e achada conforme, foi assinada pela Banca Examinadora.



Documento assinado eletronicamente por **Ivan Nunes Santos, Professor(a) do Magistério Superior**, em 12/05/2026, às 18:21, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Fabricio Parra Santilio, Usuário Externo**, em 12/05/2026, às 18:22, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Márcio Arvelos Moraes, Usuário Externo**, em 09/06/2026, às 11:33, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://www.sei.ufu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **7264354** e o código CRC **70B1578F**.

Referência: Processo nº 23117.027760/2026-08

SEI nº 7264354

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho ao meu amado esposo Kennedy, por toda sua dedicação, companheirismo e amor, ao longo desta jornada.

Dedico também aos meus pais Zélia e Pedro e à minha tia Luzia e ao meu tio Ivaldo, por serem fundamentais na construção de quem sou hoje.

À minha irmã Ana Paula, por seu apoio incondicional e constante incentivo.

Aos meus enteados Lucas e Caio, por me ensinarem, diariamente, a ser uma pessoa melhor.

AGRADECIMENTOS

Sou grata a Deus, pela constante orientação e por iluminar os caminhos que me conduziram até esta etapa.

Ao professor e orientador, Ivan Nunes Santos, pela oportunidade concedida, pela orientação segura e pelos valiosos ensinamentos, fundamentais para o desenvolvimento deste trabalho.

Aos colegas de laboratório, Bárbara Moraes, Luciano Menezes e Vinícius Henrique, pela generosidade, disponibilidade e apoio durante a realização desta pesquisa. Agradeço também aos colegas Gustavo, Paula Angélica, Yasmin e Lana Paula, pela convivência, pelas experiências compartilhadas e pelas contribuições ao longo desta trajetória.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), pelo apoio financeiro concedido ao longo do primeiro ano, essencial para a viabilização desta pesquisa.

“Em algum lugar, alguma coisa incrível está esperando para ser descoberta.

Carl Sagan

RESUMO

A crise climática global tem intensificado a necessidade de adoção de medidas voltadas à mitigação das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE), inserindo-se no contexto da transição energética, no qual se torna imperativa a busca por alternativas tecnológicas capazes de promover maior sustentabilidade e eficiência na geração de energia, com ênfase na substituição de fontes fósseis por fontes renováveis. Nesse sentido, o objetivo deste trabalho é realizar uma análise técnico-econômica comparativa entre duas rotas de aproveitamento do biogás: a geração de energia elétrica e a produção de biometano. Para tanto, utiliza-se como objeto de estudo uma planta real de biogás localizada no interior do Brasil, permitindo a avaliação das alternativas em um cenário operacional concreto. Os resultados indicam que, embora a geração de eletricidade seja uma alternativa consolidada e integrada ao Mercado Livre de Energia (MLE), ela permanece sujeita à volatilidade do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e às condições hidrológicas do país. Do ponto de vista econômico, verifica-se que a rota do biometano apresenta uma estrutura de receitas promissora, com menor exposição às variações do PLD que afetam a geração de eletricidade. A análise caracteriza-se como uma decisão de substituição, sendo adotada a abordagem de fluxos de caixa incrementais para a comparação entre as alternativas. Para isso, realizou-se a projeção dos fluxos de caixa tanto para o cenário atual de geração de energia elétrica quanto para o cenário proposto de produção de biometano. A análise contemplou a avaliação isolada do novo projeto, bem como a análise incremental em relação à operação existente. A viabilidade econômica da mudança é avaliada por meio dos indicadores Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR) do fluxo de caixa incremental, obtendo-se um VPL de R\$ 91.875.107,43 e uma TIR de 27%, o que evidencia a atratividade da substituição. Conclui-se que a produção de biometano apresenta maior viabilidade econômica em relação à geração de energia elétrica, configurando-se como uma alternativa mais vantajosa para o empreendimento. Ressalta-se, contudo, que os resultados estão condicionados às premissas adotadas, especialmente no que se refere aos preços de mercado e aos custos operacionais.

Palavras-chave: Energia Renovável; Fluxo de Caixa Incremental; Transição Energética; Viabilidade Econômico-Financeira.

ABSTRACT

The global climate crisis has intensified the need for measures aimed at mitigating Greenhouse Gas emissions, within the context of the energy transition, in which the search for technological alternatives capable of promoting greater sustainability and efficiency in energy generation has become imperative, with emphasis on the replacement of fossil-based sources by renewable ones. In this context, the objective of this work is to perform a techno-economic comparative analysis between two biogas utilization routes: electricity generation and biomethane production. For this purpose, a real biogas plant located in the interior of Brazil is used as a case study, allowing the evaluation of the alternatives in a practical operational context. The results indicate that, although electricity generation is a consolidated alternative integrated into the Free Energy Market, it remains subject to the volatility of the Settlement Price for Differences and to the hydrological conditions of the country. From an economic perspective, the biomethane route presents a promising revenue structure, with lower exposure to Price for Differences fluctuations that affect electricity generation. The analysis is characterized as a replacement decision, in which an incremental cash flow approach is adopted to compare the alternatives. Thus, cash flow projections were carried out for both the current electricity generation scenario and the proposed biomethane production scenario. The analysis considered both the standalone evaluation of the new project and the incremental analysis relative to the existing operation. The economic feasibility of the transition is assessed using Net Present Value (NPV) and Internal Rate of Return (IRR) indicators applied to the incremental cash flow, resulting in an NPV of R\$ 91,875,107.43 and an IRR of 27%, demonstrating the attractiveness of the investment. It is concluded that biomethane production presents higher economic viability compared to electricity generation, representing a more advantageous alternative for the project. However, the results are dependent on the assumptions adopted, particularly regarding market prices and operational costs.

Keywords: Renewable Energy; Incremental Cash Flow; Energy Transition; Economic-Financial Feasibility.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Etapas da decomposição anaeróbica.....	27
Figura 2.2 – Volume de biogás por setor.....	29
Figura 2.3 – Evolução da capacidade instalada – Usinas de biogás.....	30
Figura 2.4 – Evolução da produção de biometano no Brasil.....	30
Figura 2.5 – Aterro sanitário – Aspectos construtivos	33
Figura 2.6 – Tipo de tratamento versus uso final do biogás	35
Figura 2.7 –Principais formas de aproveitamento em uma planta de biogás.....	40
Figura 2.8 – Sistema de motogeradores a biogás	43
Figura 5.1 – <i>Payback</i> do projeto	74
Figura 5.2 – Evolução do lucro líquido	76
Figura 5.3 – Comparação dos fluxos de caixa	78

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – Contribuições de emissões de MtCO ₂ e por países.....	17
Tabela 2.1 – Processos para remoção CO ₂	38
Tabela 2.2 – PCI dos principais combustíveis	40
Tabela 2.3 – Especificações mínimas para biometano.....	44
Tabela 3.1 – Principais equipamentos da usina de geração de eletricidade a partir do biogás....	49
Tabela 3.2 – Dados dos grupos moto-geradores.....	50
Tabela 3.3 – Receitas referentes à venda de energia elétrica.....	50
Tabela 3.4 – Dados relativos aos créditos de carbono.....	51
Tabela 3.5 – Despesas do empreendimento.....	53
Tabela 3.6 – Resultados financeiros do empreendimento.....	54
Tabela 4.1 – Custos seção de purificação.....	58
Tabela 4.2 – Custos seção de <i>upgrading</i>	59
Tabela 4.3 – Custos seção de compressão e odorização.....	59
Tabela 4.4 – Custos de obras civis.....	60
Tabela 4.5 – Custos de segurança, direção do trabalho e projetos.....	60
Tabela 4.6 – Custos totais de investimento.....	61
Tabela 4.7 – Dados relativos à venda de biometano.....	64
Tabela 4.8 – Dados relativos à venda de CBIO's.....	64
Tabela 4.9 – Despesas do empreendimento.....	66
Tabela 4.10 – Resultados financeiros do empreendimento.....	66
Tabela 5.1 – Projeções financeiras do projeto.....	70
Tabela 5.2 – Projeções fluxo de caixa (descontado).....	73
Tabela 5.3 – Projeções financeiras do cenário atual	74

Tabela 5.4 – Projeções de fluxo de caixa do empreendimento	75
Tabela 5.5 – Projeções de fluxo de caixa incremental	77

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABREMA	Associação Brasileira de Resíduos e Meio Ambiente
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
CBIO's	Créditos de Descarbonização
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CER's	<i>Certified Emission Reductions</i>
CLP	Controlador Lógico Programável
CMO	Custo Marginal de Operação
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
COP30	30ª Conferência das Partes da Convenção - Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
EBA	<i>European Biogas Association</i>
GEE	Gases de Efeito Estufa
GMG	Grupo Motogerador
GNL	Gás Natural Liquefeito
GNV	Gás Natural Veicular
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
IRPJ	Imposto sobre a Renda das Pessoas Jurídicas
MCP	Mercado de Curto Prazo
MLE	Mercado Livre de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
NAP's	<i>National Adaptation Plans</i>
NEEA	Nota de Eficiência Energético-Ambiental

NBR	Norma Brasileira Regulamentadora
NDC's	<i>Nationally Determined Contributions</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCI	Poder Calorífico Inferior
PEAD	Polietileno de Alta Densidade
PIS	Programa de Integração Social
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
PSA	<i>Pressure Swing Adsorption</i>
Renovabio	Política Nacional De Biocombustíveis
SIN	Sistema Interligado Nacional
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TUSD	Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição
TUST	Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão
UE	União Européia
UNFCC	<i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i>
UTE	Usina Termoeletrica
VER's	<i>Verified Emission Reductions</i>
VOC's	<i>Volatile Organic Compounds</i>
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	16
1.1 Contextualização do Tema	17
1.2 Objetivos e Contribuições do Trabalho	21
1.3 Estrutura da Dissertação	21
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E ESTADO DA ARTE ACERCA DO BIOGÁS	23
2.1 Considerações Iniciais	24
2.2 Revisão Bibliográfica	24
2.2.1 Formação do Biogás	26
2.2.2 Resíduos sólidos urbanos	27
2.2.3 Breve Panorama do Biogás	29
2.2.4 Tecnologias Associadas ao Aproveitamento Energético do Biogás em Aterros Sanitários	31
2.2.4.1 Sistemas para a Captação do Biogás	33
2.2.4.2 Processos para a Purificação do Biogás em aterros sanitários	34
2.2.4.3 Alternativas para o Aproveitamento Energético do Biogás	39
2.3 Considerações Finais	46
3 ESTUDO DE CASO I: GERAÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DO BIOGÁS	47
3.1 Considerações Iniciais	48
3.2 Receitas da Planta	50
3.3 Despesas da Planta	52
3.4 Resultado Operacional e Lucro Líquido	53
3.5 Considerações Finais	54
4 ESTUDO DE CASO II: PRODUÇÃO DE BIOMETANO	56
4.1 O sistema para produção do biometano	57
4.1.1 Total dos investimentos na planta de biometano	61
4.1.2 Aspectos Regulatórios	62
4.2 Receitas	63

4.3	Despesas	65
4.4	Resultado Operacional e Lucro Líquido	66
4.5	Considerações Finais	67
5	ANÁLISE COMPARATIVA E VIABILIDADE ECONÔMICA	68
5.1	Considerações Gerais acerca da Análise a Ser Realizada	69
5.2	Viabilidade Econômica para a Produção de Biometano	70
5.2.1	Cálculo do VPL (Valor Presente Líquido)	71
5.2.2	Taxa Interna de Retorno (TIR) do projeto	72
5.2.3	Período de <i>Payback</i>	72
5.3	Projeção do Cenário de Geração de Energia Elétrica	74
5.4	Análise Comparativa	76
5.5	Considerações Finais	79
6	CONCLUSÕES	80
	REFERÊNCIAS	83

CAPÍTULO I

1 INTRODUÇÃO

O presente estudo insere-se no cenário estratégico da transição energética global, no qual a busca por fontes de baixa emissão de carbono torna-se imperativa. O objetivo geral desta pesquisa é realizar uma análise técnica e econômica comparativa entre as rotas de aproveitamento do biogás para geração de eletricidade e para a produção de biometano, fundamentada no estudo de caso de uma unidade operacional real localizada no interior do Brasil. Este capítulo introdutório tem como finalidade contextualizar o panorama climático e energético atual, delimitar os objetivos e contribuições da pesquisa, bem como apresentar a estrutura organizacional desta dissertação.

1.1 Contextualização do Tema

O mundo enfrenta atualmente impactos severos decorrentes da crise climática, impulsionada majoritariamente pelo aquecimento global. Projeções indicam que a manutenção das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) nos patamares atuais pode elevar a temperatura global entre 2 °C e 5 °C [1], acarretando danos críticos à agricultura, à infraestrutura e à estabilidade socioeconômica global.

Neste âmbito, o *Intergovernmental Panel on Climate Change*, (IPCC), em seu sexto relatório de avaliação [2], traz informações sobre o nível de conhecimento a respeito da mudança do clima, os impactos envolvidos bem como as mitigações e adaptação do clima baseada em literatura científica, técnica e socioeconômica. Segundo o documento citado, estima-se que no ano de 2019, os setores: energia, indústria e transporte, conjuntamente, foram responsáveis por 79% das emissões de gases do efeito estufa, seguidos pela agricultura, silvicultura, dentre outros, que somados corresponderam a 22% das emissões.

Sabemos que as emissões de carbono não possuem equidade ao redor do mundo. Contextualizando, em 1850, o Reino Unido era o principal responsável, tendo índices seis vezes maiores que os Estados Unidos, segundo emissor. Em 1887, os Estados Unidos assumem a liderança, apresentando um crescimento exponencial nas décadas seguintes. Em 2005, a China torna-se a maior emissora, alavancada pelo seu rápido crescimento econômico [3]. Em 2022, temos um cenário no qual 69,94% das emissões globais (37100 MtCO_{2e}) são geradas por 10 países, conforme a Tabela 1.1 [4]:

Tabela 1.1: Contribuições de emissões de MtCO_{2e} por países

País	Emissões em MtCO _{2e}	Contribuição (%)
China	11900,00	32,08
Estados Unidos	5080,00	13,70
Índia	2760,00	7,44
Rússia	1600,00	4,31
Japão	1060,00	2,86
Irã	896,00	2,42
Indonésia	828,00	2,23
Alemanha	670,00	1,81
Arábia Saudita	605,00	1,63
Coréia do Sul	549,00	1,48

Neste sentido, o acordo de Paris, adotado na 21ª Conferência das Partes da *United Nations Framework Convention on Climate Change* (UNFCCC), em 2015, representou um marco crucial nos esforços globais para enfrentar as mudanças climáticas. Diferentemente do Protocolo de Quioto, que se concentrava em metas de redução para países industrializados, o acordo de Paris englobou um compromisso universal, envolvendo todos os países, independentemente do seu nível de desenvolvimento, visando a contenção das emissões de gases de efeito estufa. O objetivo principal consiste em limitar o aumento da temperatura global abaixo de 2°C em relação aos níveis pré-industriais, com esforços para restringir esse aumento a 1,5°C até o final do século. Cada país participante deve submeter Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDCs - *Nationally Determined Contributions*), que detalham suas metas de redução de emissões e estratégias de adaptação, revisadas a cada cinco anos para garantir maior ambição e esforço global conjunto [5].

Em continuidade aos esforços internacionais voltados ao enfrentamento das mudanças climáticas, a 30ª Conferência das Partes da Convenção - Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (COP30), realizada em Belém, no estado do Pará, em novembro de 2025, representou um marco relevante nas discussões climáticas globais. Sendo a primeira edição sediada na Amazônia, a conferência reforçou a importância estratégica da preservação ambiental, da transição energética justa e da necessidade de ações climáticas mais aceleradas e conectadas às demandas da sociedade. Além disso, a COP30 destacou iniciativas voltadas à aceleração da implementação das NDCs e dos Planos Nacionais de Adaptação (NAPs - *National Adaptation Plans*), e a necessidade de ampliação do financiamento destinado às ações de adaptação climática. Ademais, a conferência fortaleceu a cooperação internacional e incentivou investimentos e ações concretas, reafirmando os compromissos internacionais voltados à limitação do aumento da temperatura média global em 1,5 °C, conforme estabelecido no Acordo de Paris [6], [7].

Entretanto, apesar dos avanços promovidos pelo Acordo de Paris assim como em eventos mais recentes, como a COP30, algumas decisões políticas têm seguido na contramão dos esforços globais de mitigação climática. Nesse contexto, em 2025, o governo do presidente Donald Trump anunciou, pela segunda vez, a retirada dos Estados Unidos do Acordo de Paris, além de promover flexibilizações em políticas ambientais e incentivos à expansão da produção de combustíveis fósseis. Tais medidas foram amplamente criticadas por especialistas e organizações ambientais, por representarem um enfraquecimento dos compromissos internacionais voltados à redução das emissões de gases de efeito estufa e ao enfrentamento das mudanças climáticas [8], [9].

Os efeitos da crise climática aliados aos acordos climáticos, trazem a necessidade de se buscar novas tecnologias para a geração de energia que atendam melhor os requisitos de sustentabilidade e eficiência. Neste contexto, surge a temática da transição energética, termo o qual refere-se à uma série de mudanças na matriz energética global, visando a substituição de fontes dependentes de matéria-prima de origem fóssil por fontes renováveis e limpas. Neste cenário, o desenvolvimento de combustíveis sustentáveis trata-se de uma vertente na que o Brasil se destaca globalmente. Visando emissões de carbono zero até o ano de 2050, conforme estabelecido pela Agência Internacional de Energia, os combustíveis sustentáveis apresentam-se como uma alternativa complementar à eletrificação, tratando-se de subsídios importantes para sustentar a transição no setor de transportes e industrial [10].

Além disso, a guerra entre Rússia e Ucrânia, iniciada em fevereiro de 2022, chamou atenção para a temática da segurança energética, expondo de forma contundente a fragilidade dos sistemas energéticos europeus e a dependência estrutural da União Europeia em relação ao gás natural importado da Rússia. Esse conflito gerou uma das mais drásticas reconfigurações nos fluxos globais de energia das últimas décadas, obrigando os países europeus a adotarem medidas emergenciais para garantir seu suprimento energético em meio a um cenário de incertezas geopolíticas. A principal resposta da UE foi a diversificação de fontes de energia, com destaque para a importação de Gás Natural Liquefeito (GNL) dos Estados Unidos e a instalação de unidades flutuantes de regaseificação. Esse momento crítico evidenciou a importância da diversificação das fontes de geração de energia, assim como a transição para fontes renováveis, contribuindo para um sistema elétrico robusto e mais seguro [11].

Trazendo um exemplo mais recente, em fevereiro de 2026, os conflitos envolvendo os Estados Unidos e o Irã voltaram a intensificar as preocupações relacionadas ao mercado energético internacional. As tensões militares na região, associadas a interrupções no fornecimento, ataques a infraestruturas energéticas e limitações logísticas, contribuíram para a volatilidade dos preços da energia e para o aumento da instabilidade nos mercados internacionais. Além disso, o bloqueio do Estreito de Ormuz, uma das principais rotas de transporte de petróleo e gás natural do mundo, comprometeu aproximadamente 20% do fluxo global de petróleo e GNL, resultando em expressiva valorização do preço do barril de petróleo. Esse episódio reforça a elevada dependência mundial de combustíveis fósseis e a sensibilidade do setor energético às instabilidades geopolíticas internacionais [8], [9].

Destarte, o Brasil apresenta vantagem em relação ao caminho a ser percorrido para a transição energética, uma vez que já possui matriz de produção de energia predominantemente renovável, destacando-se a energia hidráulica, que representou 55,3 % da oferta de energia

elétrica no ano de 2024. Quanto a geração de energia elétrica por fontes não renováveis, esta representou 12 % da produção total do país no mesmo ano, sendo que no ano anterior esse percentual era de 11% [12]. Dentre as principais tecnologias de geração de energia de forma renovável presentes no país, destacam-se a energia fotovoltaica e eólica, devido ao clima existente e incidência solar em seu território.

Outrossim, a Biomassa também desempenha um papel importante na diversificação das fontes de energia renováveis no Brasil. Esta compreende grupos de matérias-primas e substratos derivados de matéria orgânica, de origem florestal, agrícola, ou de rejeitos industriais ou urbanos [13], e possui várias formas de aproveitamento para a geração de energia. No ano de 2024, a biomassa representou 8,4% da capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil, atingindo um total de 16.752 MW [12]. Mas, este estudo se concentrara no biogás, um de seus substratos, que pode ser utilizada para geração de energia elétrica e produção de biometano.

No entanto, no que tange à comercialização de energia elétrica através do Mercado Livre de Energia (MLE) brasileiro, sabe-se que um dos principais riscos é a volatilidade do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), o qual apresenta flutuações mais acentuadas no curto prazo e se comporta menos volátil no longo prazo. Essa variação está ligada diretamente à disponibilidade de recursos hídricos nos reservatórios e níveis de precipitações pluviométricas, fatores que afetam a geração de energia elétrica [14]. A pandemia de COVID-19 impactou significativamente o MLE no Brasil, influenciando tanto a demanda quanto os preços praticados. As medidas de restrição de mobilidade adotadas, propiciaram um cenário no qual, muitas indústrias e comércios reduziram ou suspenderam suas transações, o que levou a uma queda acentuada no consumo de energia elétrica, resultando em redução expressiva do valor do PLD.

Não obstante, o ano de 2021 foi marcado por uma das piores secas em décadas, o que afetou significativamente os níveis dos reservatórios das hidrelétricas. Para garantir a continuidade do fornecimento de energia, houve um aumento expressivo no funcionamento de usinas termelétricas, que possuem custos operacionais mais elevados. Esse cenário pressionou os preços no MLE, refletindo a dependência do país em fontes hidrelétricas e as condições climáticas adversárias [15]. Já no ano de 2022, com a normalização das chuvas e a recuperação dos reservatórios, o cenário se estabilizou. Além disso, a expansão das capacidades de geração a partir de fontes renováveis, como solar e eólica, contribuiu para a redução dos preços médios no MLE, oferecendo maior segurança energética e competitividade no mercado. Essa estabilidade nos preços do MLE se estendeu até 2024, onde condições hidrológicas

desfavoráveis voltaram a causar alta dos preços, demonstrando novamente a volatilidade deste mercado [16].

Diante do exposto, fica evidente a importância da realização de estudos para a comparação de diferentes cenários para o aproveitamento do mesmo insumo, visando verificar a viabilidade financeiro-econômica, avaliando a possibilidade de opções mais lucrativas e competitivas no mercado.

1.2 Objetivos e Contribuições do Trabalho

O objetivo geral deste trabalho é realizar uma análise técnica e econômica comparativa entre duas rotas de aproveitamento do biogás: a geração de energia elétrica e a produção de biometano. Para tanto, utiliza-se como objeto de estudo uma planta real de biogás localizada no interior do Brasil, permitindo a validação dos modelos teóricos em um cenário operacional concreto.

Para o alcance do objetivo geral, os seguintes objetivos específicos e contribuições são estabelecidos:

- Sistematizar o estado da arte das tecnologias de conversão energética de biogás, abordando os processos de geração de eletricidade e as rotas de purificação para produção de biometano;
- Desenvolver uma análise detalhada da estrutura operacional e financeira para a rota de geração de eletricidade, tendo em vista uma planta de produção já em operação;
- Avaliar a viabilidade econômica da produção de biometano, considerando os custos de investimento em purificação e o potencial de inserção do combustível no mercado local;
- Análise da viabilidade econômica da transformação de uma planta de biogás de produção de eletricidade em uma planta equivalente para purificação de biometano.

1.3 Estrutura da Dissertação

Além deste capítulo introdutório, essa dissertação apresentará mais cinco capítulos, organizados da maneira que se segue:

Capítulo 2 – Fundamentação Teórica e Estado da Arte acerca do Biogás

Aborda os princípios de produção do biogás e as rotas tecnológicas para seu aproveitamento. O foco recai sobre os sistemas de conversão em energia elétrica e os processos de purificação para a obtenção de biometano, consolidando o embasamento técnico necessário para a análise.

Capítulo 3 – Estudo de Caso I: Geração de Eletricidade

Detalha a operação de uma planta real situada no interior do país. São analisados os parâmetros técnicos de geração, o histórico de produção e a estrutura de custos operacionais e receitas associadas ao setor elétrico e à venda de créditos de carbono.

Capítulo 4 – Estudo de Caso II: Produção de Biometano

Avalia a viabilidade técnica da conversão da mesma planta para a produção de biometano. Neste capítulo, são apresentados os dados dimensionais de produção, estimativas de rendimento e os requisitos operacionais para o refino do combustível, além dos custos necessários para o investimento.

Capítulo 5 – Análise Comparativa e Viabilidade Econômica

Consolida os resultados dos capítulos anteriores por meio de uma análise financeira comparativa entre a manutenção da planta de biogás gerando eletricidade versus a transição deste empreendimento para a produção de biometano.

Capítulo 6 – Conclusões

Sintetiza as principais descobertas do estudo, verificando o cumprimento dos objetivos propostos, as limitações da pesquisa e as sugestões de trabalhos futuros.

Referencial bibliográfico

Neste item são apresentadas as referências bibliográficas utilizadas no desenvolvimento da dissertação.

CAPÍTULO II

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E ESTADO DA ARTE ACERCA DO BIOGÁS

Este capítulo apresenta o estado da arte sobre a temático do biogás, bem como sintetiza a revisão bibliográfica realizada para subsidiar o aprofundamento da pesquisa. Destaca-se que a análise foi direcionada, com maior ênfase, às tecnologias voltadas para a geração de energia elétrica e à produção de biometano, devido à relevância destas aplicações aos objetivos deste estudo.

2.1 Considerações Iniciais

O biogás tem se destacado no cenário energético contemporâneo como uma alternativa estratégica no enfrentamento das mudanças climáticas e na busca por fontes mais limpas e sustentáveis. Ele é obtido a partir da decomposição da matéria orgânica presente em diversos substratos, tais como resíduos sólidos urbanos, esgoto doméstico, resíduos agropecuários e industriais. Sua versatilidade permite a geração de energia elétrica e térmica, além da purificação para obtenção de biometano, um combustível renovável que reforça a diversificação da matriz energética [17].

O aproveitamento do biogás envolve sistemas voltados à sua captação, seja em locais onde é produzido naturalmente, como aterros sanitários e estações de tratamento de efluentes, seja por meio de processos controlados em equipamentos denominados biodigestores, que promovem a decomposição anaeróbica da matéria orgânica [18]. Além disso, dependendo do tipo de aproveitamento ao qual o biogás será destinado, são necessários processos de tratamento e purificação.

O aproveitamento energético do biogás encontra-se amplamente fundamentado na literatura, evidenciando seu potencial como fonte renovável, sustentável e capaz de reduzir a dependência de combustíveis fósseis. Além disso, sua aplicação contribui para a mitigação dos impactos ambientais, promovendo o aproveitamento de resíduos orgânicos e a redução da emissão de gases de efeito estufa.

Diante deste contexto, este capítulo tem como objetivo apresentar o estado da arte sobre o tema, bem como sintetizar a revisão bibliográfica realizada para subsidiar o aprofundamento da pesquisa. Destaca-se que a análise foi direcionada, com maior ênfase, às tecnologias voltadas para a geração de energia elétrica e à produção de biometano, devido à relevância destas aplicações aos objetivos deste estudo.

2.2 Revisão Bibliográfica

O biogás é oriundo da degradação da matéria orgânica, realizada através do processo de digestão anaeróbica. Em suma, o biogás é tipicamente composto de 60% de gás metano, 35% gás carbônico, sendo os 5% restantes uma mistura de nitrogênio, hidrogênio, amônia, ácido sulfídrico, monóxido de carbono, dentre outros, denominados como gases traços [19]. Ou seja, gás gerado em aterros sanitários de resíduos sólidos é predominantemente composto por metano (CH_4), um gás com alto potencial de degradação do meio ambiente. Devido ao seu impacto

ambiental significativo, sua liberação direta na atmosfera não é recomendada. Quando o metano não é aproveitado para geração de energia ou outras finalidades específicas, ele deve ser queimado em *flares*, um processo que converte o metano em dióxido de carbono, com o intuito de reduzir seu impacto ambiental.

Acredita-se que o biogás tenha sido identificado pela primeira vez em 1667, por Thomas Sirley, o qual detectou a presença de um gás inflamável na região dos pântanos no Reino Unido. Cerca de um século depois, em 1776, o físico italiano Alessandro Volta, identificou o elemento metano na composição química do gás. Em 1884, Lois Pasteur sugeriu que esse gás fosse queimado com a finalidade do seu aproveitamento para a iluminação urbana. Mais tarde, juntamente com o seu aluno Ulysse Gayon, houve a realização de um experimento com o qual obtiveram cerca de 100 litros de gás metano por m³ de uma mistura de esterco à 35°C [20].

Por volta do ano de 1963 foi inventado o biodigestor. Este trata-se de um equipamento hermético e impermeável no qual é depositado o material orgânico para que seja realizado o processo de digestão anaeróbica, sob condições controladas. Para isso, o biodigestor possui um reservatório no qual a biomassa é armazenada por um determinado período até que o processo de digestão anaeróbica seja realizado, e uma câmara denominada gasômetro, na qual o biogás produzido é armazenado. O biodigestor pode ser classificado como contínuo, quando o abastecimento de biomassa é realizado diariamente, com descarga proporcional à entrada, ou intermitente, onde o processo é realizado completamente e retirados os restos provenientes da digestão antes de uma nova recarga [18]. Após passar por etapas de purificação, que incluem a remoção de impurezas, umidade e gases indesejados, o biogás pode ser utilizado de forma eficiente para a geração de energia elétrica e térmica, ou ainda convertido em biometano, um combustível de alto valor energético e de características semelhantes ao gás natural [20].

A maioria dos substratos os quais possuem uma elevada concentração de matéria orgânica são passíveis de aproveitamento para produção de biogás, dentre eles, resíduos e efluentes orgânicos provenientes da produção agropecuária, da indústria e de serviços de saneamento, além do cultivo de biomassa específica para a geração de biogás. No entanto, a utilização de resíduos e efluentes urbanos desempenha um papel ambiental importante ao aliar a produção de energia de forma sustentável ao gerenciamento de resíduos urbanos [21].

2.2.1 Formação do Biogás

O biogás é formado através do processo biológico chamado de decomposição ou digestão anaeróbica. Este trata-se de um processo biológico no qual bactérias que operam na ausência de oxigênio realizam a decomposição da matéria orgânica. Esse processo abrange uma vasta gama de microrganismos que constituem um ecossistema complexo, atuando simultaneamente em diferentes etapas, onde subprodutos de etapas anteriores servem de substrato para as próximas etapas [22].

Em suma, o processo de digestão anaeróbica ocorre em quatro etapas: hidrólise, acidogênese, acetogênese e metanogênese, conforme mostrado no fluxograma da Figura 2.1. Na fase inicial, hidrólise, as bactérias denominadas hidrolíticas realizam a quebra dos biopolímeros (carboidratos, proteínas e gorduras) através de enzimas, dando origem a compostos orgânicos mais simples chamados de monômeros (aminoácidos, ácidos graxos e açúcares). Na etapa seguinte, denominada acidogênese ou fermentação, os aminoácidos e açúcares provenientes da hidrólise são absorvidos pelas células, onde são fermentados, originando produtos intermediários como ácidos gordos voláteis, álcoois, acetato, hidrogênio e dióxido de carbono (CO_2) [23]. Já na acetogênese, esses subprodutos serão transformados por bactérias acetogênicas em ácido etanóico, hidrogênio e gás carbônico. Finalmente, a metanogênese é caracterizada por um elevado número de reações exotérmicas, sendo a principal a geração de metano (CH_4) a partir do hidrogênio (H_2) e gás carbônico (CO_2), a qual libera pelo menos, quatro vezes mais energia do que a segunda reação de maior relevância, a partir de acetato. A metanogênese costuma ser o estágio mais vulnerável no processo de biodigestão, devido à baixa taxa de crescimento e sensibilidade às mudanças ambientais bruscas dos microrganismos metanogênicos [18].

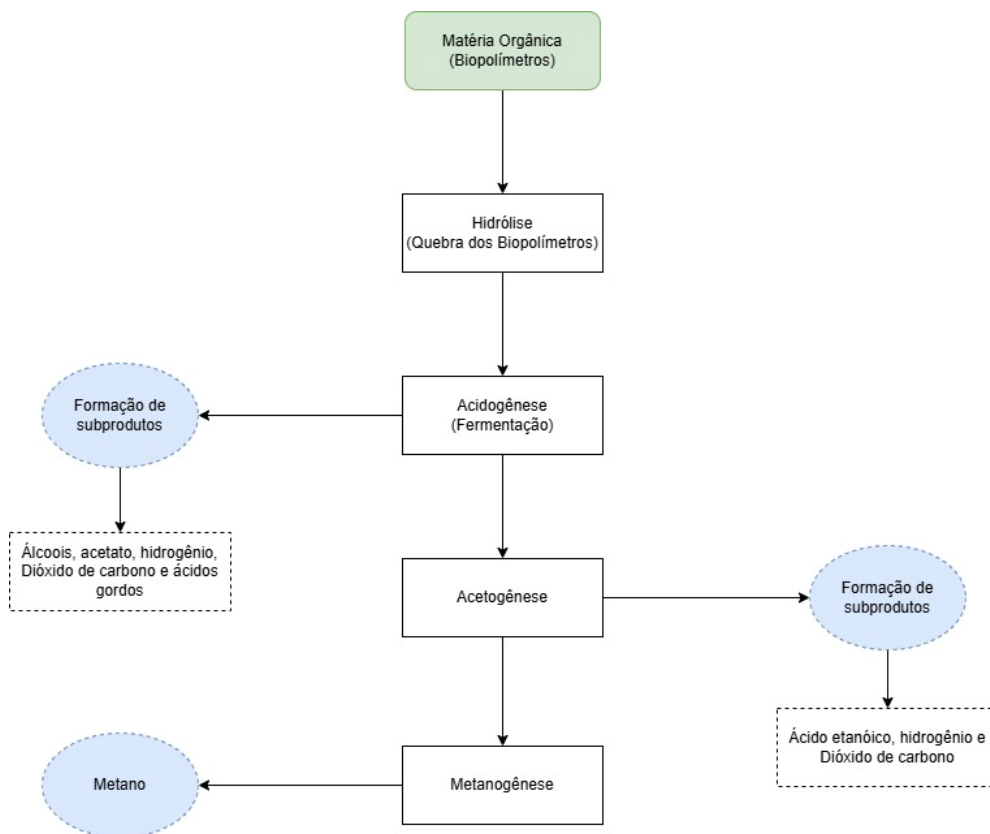


Figura 2.1: Etapas da decomposição anaeróbica. Adaptado [23]

2.2.2 Resíduos sólidos urbanos

A crescente geração de resíduos urbanos consiste em um importante problema ambiental da atualidade. O crescimento populacional exponencial e a ocupação urbana desordenada, somadas à ausência de políticas públicas adequadas, resultam em dificuldade da destinação correta de resíduos urbanos, trazendo riscos ao meio ambiente e à população [24].

Segundo a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), os resíduos sólidos podem ser definidos como:

Resíduos nos estados sólido e semi-sólido, que resultam de atividades de origem industrial, doméstica, hospitalar, comercial, agrícola, de serviços e de varrição. Ficam incluídos nesta definição os lodos provenientes de sistemas de tratamento de água, aqueles gerados em equipamentos e instalações de controle de poluição, bem como determinados líquidos cujas particularidades tornem inviável o seu lançamento na rede pública de esgotos ou corpos de água, ou exijam para isso soluções técnica e economicamente inviáveis em face à melhor tecnologia disponível [25]

O Panorama dos Resíduos Sólidos no Brasil, publicado pela Associação Brasileira de Resíduos e Meio Ambiente (ABREMA), apresenta análises pertinentes à área de gerenciamento de resíduos sólidos urbanos, utilizando dados obtidos por órgãos públicos e entidades ligadas ao setor de limpeza urbana e gerenciamento de resíduos no país, tratando-se de um relatório fundamental para quem atua no setor [26].

Segundo o documento citado, para estimar a geração de Resíduos Sólidos Urbanos *per capita* foi realizada uma série histórica, traçada através de entrevistas realizadas anualmente em uma amostra de 400 a 450 municípios. A partir dos dados obtidos, procedeu-se uma análise minuciosa no intuito de encontrar uma correlação da geração de resíduos com indicadores socioeconômicos. Neste âmbito, a variável com melhor correlação foi a taxa de desemprego (%) das pessoas maiores de 14 anos. Sendo assim, a partir do ano de 2021, a taxa de crescimento anual da geração de resíduos sólidos urbanos apresentada no relatório citado, tem sido estimada com base na taxa de desemprego divulgada pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

Desta forma, no ano de 2023 ocorreu uma redução no índice de desemprego no Brasil, indicando um aumento do poder de compra da população. Assim, o índice de geração de resíduos apresentou um crescimento discreto de menos de um ponto percentual, resultando em uma produção de 1,047 kg de resíduos por dia para cada habitante. Para estimar a população brasileira do ano de 2023, foram utilizados os dados publicados pelo IBGE da população de 2022, que era 210.862.983 habitantes, somado o número de nascimentos e subtraído o número de óbitos, obtendo um total de 211.935.869 habitantes. A partir desses dados é possível estimar a produção brasileira anual de resíduos, no valor de 81 milhões de toneladas por ano.

Sabemos que a produção de resíduos é uma consequência inevitável do estilo de vida da sociedade moderna. O modelo do capitalismo onde as pessoas são influenciadas a consumir de forma exponencial, faz com que um volume grande de resíduos seja produzido todos os anos, trazendo desafios quanto à sua disposição final correta. Dessa forma, é de extrema importância o gerenciamento de resíduos, garantindo que seja realizada uma disposição final adequada, evitando que haja contaminação do sistema hídrico e do solo.

Neste âmbito a Lei n ° 12.305, de 2 de agosto de 2010, institui a política nacional de resíduos sólidos que dispõe sobre o gerenciamento destes resíduos, a nível federal. Esta lei reúne um conjunto de diretrizes e ações adotadas, isoladamente pelo governo federal ou em conjunto com estados e municípios, com o objetivo da gestão integrada de resíduos no Brasil. Conforme disposto na mesma, deve ser observada a seguinte ordem, referente ao gerenciamento de resíduos: não geração, redução, reutilização, reciclagem e disposição final ambientalmente

adequada dos resíduos sólidos. A disposição final de resíduos sólidos urbanos em aterros sanitários deve ser ordenada, de modo que, observando-se as normas operacionais específicas, os impactos ambientais adversos sejam minimizados, evitando-se ao máximo os danos e/ou riscos à saúde pública [27].

2.2.3 Breve Panorama do Biogás

Nos últimos anos, o setor de biogás tem experimentado um crescimento significativo no Brasil, refletindo a crescente valorização das fontes renováveis de energia e o fortalecimento das políticas voltadas à gestão sustentável de resíduos. Esse cenário tem contribuído para a consolidação do segmento, ampliando sua participação na matriz energética nacional [28].

Segundo o Panorama do Biogás no Brasil 2025, o país dispõe de 1.727 plantas de biogás em operação, além de 76 unidades em fase de implantação. Em conjunto, essas instalações são responsáveis pela produção diária de aproximadamente 13,6 milhões de Nm^3 de biogás, demonstrando a relevância do setor para a promoção da transição energética e da redução das emissões de gases de efeito estufa [28].

Nesse contexto, a Figura 2.2 apresenta a distribuição do volume de biogás produzido pelos diferentes setores. Verifica-se que a maior parcela da produção nacional, correspondente a aproximadamente 8,6 milhões de Nm^3/dia , é proveniente do segmento de resíduos sólidos urbanos e esgoto sanitário. Apesar de representar apenas cerca de 10% do total de plantas de biogás em operação no país, esse setor se destaca pela elevada capacidade produtiva de suas unidades, que operam, em geral, em escalas significativamente superiores às observadas nos demais segmentos [28].

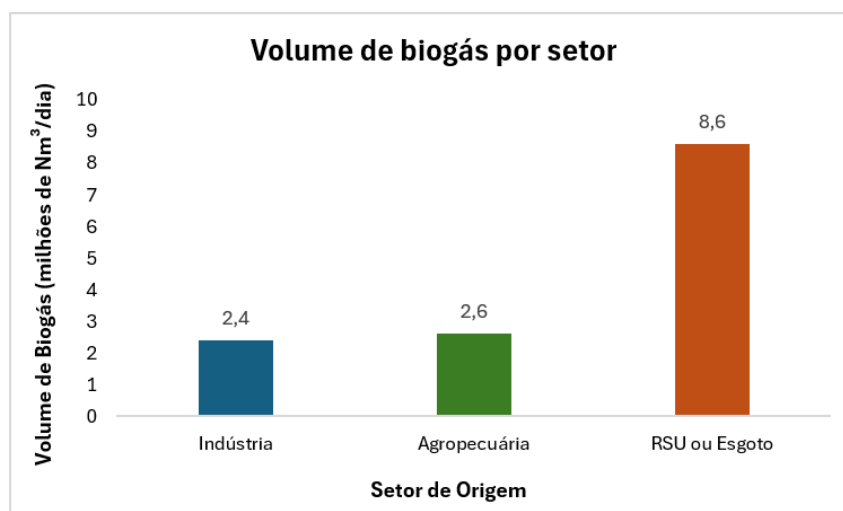


Figura 2.2: Volume de biogás por setor. Adaptado [28]

No que se refere às aplicações do biogás, a geração de energia elétrica permanece como a principal aplicação no Brasil, concentrando cerca de 62% do volume produzido, proveniente de aproximadamente 87% das plantas em operação. Em 2024, a capacidade instalada de geração elétrica a partir do biogás atingiu aproximadamente 233 MW, conforme mostrado na Figura 2.3.

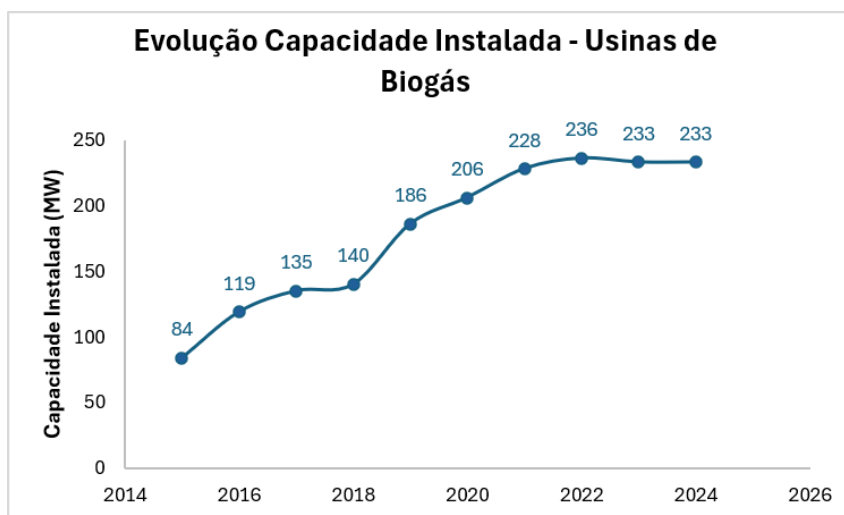


Figura 2.3: Evolução da capacidade instalada – Usinas de biogás. Adaptado [12]

Paralelamente, a produção de biometano tem apresentado crescimento expressivo, respondendo por cerca de 34% do volume de biogás aproveitado, reflexo do avanço regulatório e da crescente demanda por combustíveis renováveis[12] [28]. No ano de 2025 a produção de biometano no Brasil alcançou o volume de 1.064.988 Nm³/dia, conforme mostra a Figura 2.4, correspondendo ao aumento de aproximadamente 57% em relação ao ano de 2024.

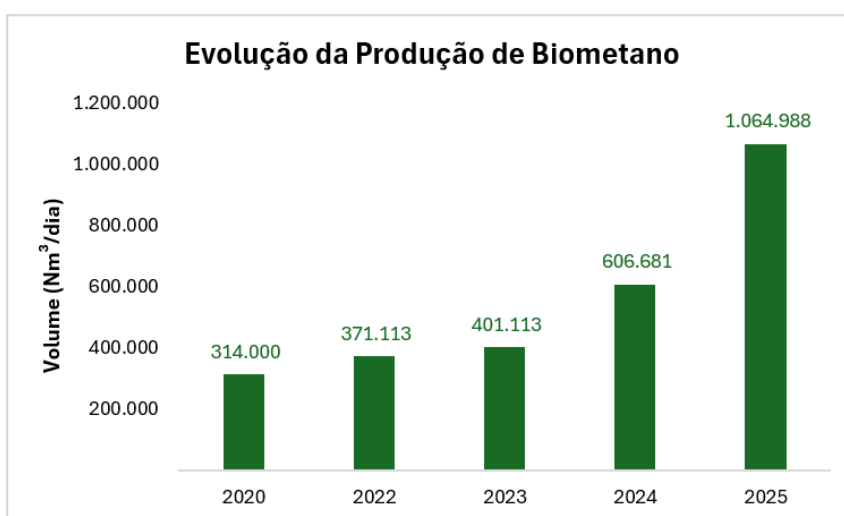


Figura 2.4: Evolução da produção de biometano no Brasil. Adaptado [28]

No cenário internacional, o mercado de biogás encontra-se mais consolidado, especialmente na Europa, onde o setor desempenha papel estratégico na segurança energética e na descarbonização da economia. Segundo a *European Biogas Association* (EBA), a produção europeia de biogás e biometano atingiu aproximadamente 22 bilhões de m³ em 2024, dos quais cerca de 19 bilhões de m³ foram produzidos pelos países da União Europeia. O biometano destaca-se como o segmento de maior crescimento, alcançando produção de aproximadamente 5,2 bilhões de m³ e capacidade instalada superior a 7 bilhões de m³ por ano. Em 2024, a Europa contabilizou 1.620 plantas de produção de biometano, distribuídas em 25 países, evidenciando o elevado grau de maturidade do setor e a crescente integração desse combustível renovável às redes de gás natural. Além disso, investimentos privados superiores a € 28 bilhões já foram direcionados ao desenvolvimento do mercado europeu de biometano até 2030 [29].

Apesar do estágio mais avançado observado na Europa, o Brasil apresenta condições particularmente favoráveis para a expansão do setor, em função da elevada disponibilidade de resíduos agropecuários, industriais e urbanos. Nesse contexto, o aproveitamento energético do biogás gerado em aterros sanitários surge como uma alternativa promissora para ampliar a participação das fontes renováveis na matriz energética nacional e promover a gestão sustentável dos resíduos sólidos urbanos.

2.2.4 Tecnologias Associadas ao Aproveitamento Energético do Biogás em Aterros Sanitários

A definição de aterro sanitário pode ser encontrada na Norma Brasileira Regulamentadora (NBR) N° 8419 [30] a qual o conceitua como uma forma de disposição final de resíduos sólidos urbanos que emprega técnicas de engenharia para confinar os resíduos ao menor volume possível, utilizando a menor área viável e cobrindo-os com camadas de terra conforme sua disposição. Esse método tem como objetivo principal minimizar os impactos ambientais e evitar riscos à saúde pública. Embora a NBR 8419 tenha sido substituída pela NBR 13896 [31], atualmente em vigor e que estabelece critérios mais abrangentes e detalhados para o projeto, implantação e operação de aterros voltados a resíduos não perigosos, a norma anterior ainda é amplamente utilizada como referência conceitual, uma vez que a nova versão não apresenta, em seu texto, uma definição formal de aterro sanitário.

De uma forma simplificada, um aterro de resíduos sólidos pode ser caracterizado como um reator biológico, no qual os principais insumos são os resíduos propriamente ditos e a água,

enquanto os principais produtos gerados são os gases e o chorume. A decomposição da matéria orgânica presente nos resíduos ocorre por meio de dois processos distintos: inicialmente, pela decomposição aeróbia, que se dá predominantemente durante o período de deposição dos resíduos; e, em seguida, pela decomposição anaeróbia, decorrente da redução do oxigênio disponível e da consequente atividade de microrganismos anaeróbicos, que promovem a conversão da matéria orgânica, resultando na produção de metano (CH_4) a partir do dióxido de carbono (CO_2) e de compostos orgânicos intermediários [32].

Em aterros sanitários de resíduos sólidos, a emissão de biogás é um problema ambiental a ser considerado, pois o metano, gás com maior concentração em sua constituição, é cerca de 80 vezes mais poluente que o gás carbônico [33]. Devido ao seu impacto ambiental significativo, sua liberação direta na atmosfera não é recomendada. Quando o metano não é aproveitado para geração de energia ou outras finalidades específicas, ele deve ser queimado em *flares*, um processo que converte o metano em dióxido de carbono, com o intuito de reduzir seu impacto ambiental. Associado a outros problemas ambientais de menor relevância, fazem com que a coleta e utilização do biogás nesses locais seja adequada.

Embora não haja uma lei federal que preveja a obrigatoriedade da queima do biogás gerado em aterros sanitários de resíduos sólidos urbanos, existe um sólido arcabouço técnico e normativo que corrobora para a implantação de sistemas de captação e *flares* em aterros sanitários licenciados no Brasil. Dessa forma, as licenças ambientais necessárias para implantação e operação desses aterros, incorporam as exigências adotadas nas normas técnicas vigentes e diretrizes federais dos órgãos competentes, podendo apresentar variações dependendo das diretrizes apresentadas por cada estado do Brasil.

Neste sentido, a NBR 13896 – Aterros de resíduos não perigosos – critérios para projetos, implantação e operação [31], prevê que o projeto de aterros sanitários seja realizado de modo a minimizar as emissões de gases e também que promova a captação e tratamento adequado de eventuais emissões, ou seja, devem ser previstos sistemas adequados de drenagem de gases, provenientes da decomposição dos resíduos, com a finalidade de reduzir riscos de explosões, incêndios, emissão de odores e impactos ambientais. Embora não conste de forma literal na norma sobre a obrigatoriedade da queima do gás gerado, ela institui que o projeto contemple tratamento adequado dos gases, que pode ser a queima controlada (*flare*) ou aproveitamento energético, se viável técnica e economicamente.

De modo geral, um sistema convencional de coleta de biogás em aterros sanitários é formado por poços de captação conectados a tubulações condutoras, além de um conjunto de compressão e de purificação do gás. Esse sistema pode incluir tubos verticais perfurados ou

canais de drenagem e, em alguns casos, também uma membrana de proteção. Ademais, em aterros que contam com aproveitamento energético do biogás, é comum a instalação de um *flare*, utilizado tanto para a queima do excedente de gás quanto para operação durante manutenções nos equipamentos [34].

2.2.4.1 Sistemas para a Captação do Biogás

O aterro sanitário apresenta algumas características essenciais que garantem seu funcionamento adequado e minimizam os impactos ambientais. Entre elas, destaca-se a impermeabilização inferior, que impede que o chorume contamine as águas subterrâneas, sendo realizada com argila selecionada e compactada ou em Polietileno de Alta Densidade (PEAD). Além disso, o sistema de drenagem superficial tem a função de impedir que as águas pluviais infiltrem nos resíduos. O sistema de drenagem de gás permite a drenagem do biogás para seu posterior aproveitamento ou simples queima. Por fim, o sistema de tratamento e drenagem do percolado assegura que o líquido gerado seja devidamente tratado, seja no próprio aterro ou em uma estação de tratamento de esgoto, antes de seu descarte em corpos d'água [35]. Essas características podem ser visualizadas na Figura 2.5:

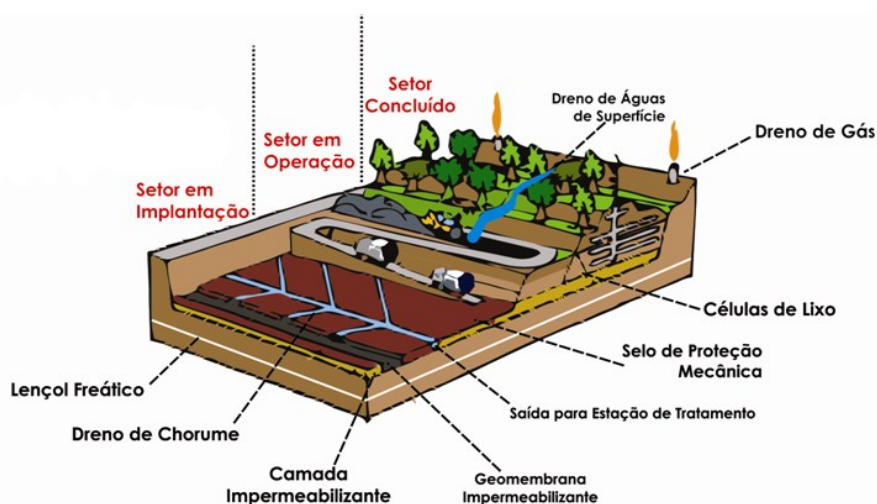


Figura 2.5: Aterro Sanitário - Aspectos Construtivos [35]

Para a drenagem do biogás, são utilizados com maior frequência sistemas com drenos verticais, normalmente com diâmetros de 50 a 100 cm, sendo preenchidos com rocha brita 3, 4 ou 5, que são conectados aos drenos de lixiviados na base do aterro. Normalmente, o projeto é feito considerando-se um raio que pode variar de 15 a 30 m, de cada dreno de lixiviados [36]. Estes drenos são interligados através de tubulações, que devem ser feitas de um material que

apresente resistência mecânica, térmica e química adequadas, geralmente é utilizado o PEAD [37]. As tubulações que partem dos drenos são direcionadas às estações de gás, onde estão instaladas válvulas responsáveis pelo monitoramento dos parâmetros e pela regulação do fluxo, de acordo com a qualidade do biogás captado em cada poço. A partir dessas estações, o transporte do gás passa a ser feito por tubulações de polietileno de maior diâmetro, chamadas gasodutos, que conduzem o biogás até o ponto de aproveitamento. É importante destacar que toda a tubulação deve manter um declive contínuo e possuir pontos de drenagem com recipientes fechados para a retirada dos condensados [17].

No gasoduto, a extração do biogás ocorre por meio de pressão negativa aplicada à linha, gerada por um conjunto de sopradores. Na entrada do sistema, a vazão do biogás é controlada de duas formas: diretamente, por uma válvula borboleta, e indiretamente, por um inversor de frequência acoplado ao motor do soprador. Esse inversor é acionado por um transmissor de pressão instalado na linha de sucção, ajustando o ponto de operação do motor conforme a pressão e garantindo a constância da vazão. A pressão aplicada pelos sopradores às linhas pode ser definida pelos operadores da planta por meio do Controlador Lógico Programável (CLP), que ajusta automaticamente o inversor de frequência em conjunto com os sopradores, de acordo com a qualidade do biogás produzido pelo aterro [34].

2.2.4.2 Processos para a Purificação do Biogás em aterros sanitários

No contexto do aproveitamento energético do biogás, o metano constitui o principal componente de interesse, em função do seu elevado poder calorífico. Contudo, a fração gasosa resultante da digestão anaeróbia apresenta, além do metano, cuja proporção varia de 50 a 70 %, conforme já citado, outras substâncias, tais como o dióxido de carbono, segundo componente de maior proporção que varia de 30 a 50 % [38] do gás resultante, além de traços de compostos indesejáveis ao aproveitamento energético, tais como sulfeto de hidrogênio, vapor d'água e siloxanos. A concentração relativa desses constituintes secundários depende diretamente das características do substrato e das condições operacionais do processo de biodigestão [39].

Dessa forma, após a captação do biogás em aterros sanitários, torna-se necessária a aplicação de processos de tratamento e purificação, cuja complexidade depende da finalidade de uso do gás, a fim de garantir que suas características atendam aos requisitos específicos da aplicação pretendida. Para aplicações menos exigentes, como a combustão direta, podem ser suficientes procedimentos simples, como a remoção de condensados. Entretanto, usos mais

sofisticados, como a produção de biometano, demandam processos de purificação mais complexos e rigorosos, capazes de atender aos padrões de qualidade exigidos [39].

Os processos de tratamento do biogás são essenciais para garantir a eficiência energética e a integridade dos equipamentos utilizados, seja em processos subsequentes de purificação, ou em sua aplicação final. O sulfeto de hidrogênio, ao reagir com o vapor d'água, por exemplo, é altamente corrosivo e pode danificar motores, tubulações e sistemas de combustão, assim como os siloxanos, que formam depósitos de sílica durante a combustão, ocasionando desgaste prematuro em motores e turbinas e reduzindo sua vida útil. [21]. Já o dióxido de carbono, diminui o percentual de metano, diminuindo o poder calorífico do biogás e limitando sua eficiência em aplicações que exigem alta concentração de CH_4 , como a produção de biometano.

Neste sentido, a Figura 2.6 relaciona os principais tipos de aproveitamento do biogás, assim como os processos de tratamento e requisitos necessários a cada tipo de utilização:

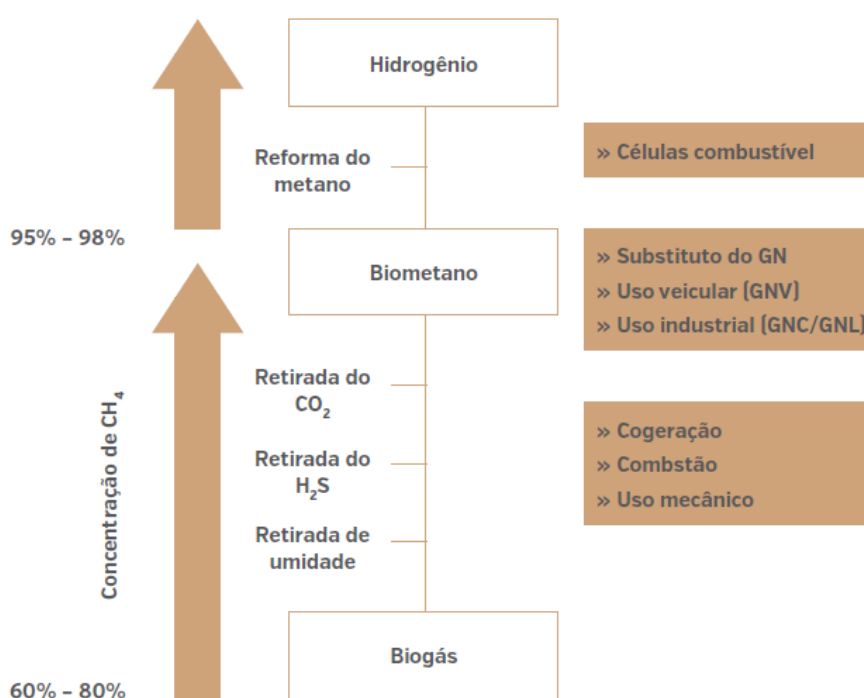


Figura 2.6: Tipo de tratamento versus uso final do Biogás [39]

Dessa forma, a seguir são apresentados os principais processos empregados no tratamento do biogás, de modo a torná-lo adequado para os diferentes tipos de aproveitamento energético. Entre esses processos, destacam-se a remoção de umidade, a eliminação de compostos sulfurados, como o sulfeto de hidrogênio, e a purificação de dióxido de carbono,

que podem ser aplicados isoladamente ou combinados, dependendo da qualidade exigida pelo uso final.

A) Remoção de Umidade

A remoção do vapor d'água do biogás é indispensável, seja para possibilitar sua utilização direta, como em motores de combustão, com o intuito de prevenir problemas de condensação e corrosão, ou para garantir que o gás atenda às especificações necessárias aos estágios subsequentes de purificação.

O processo mais utilizado para a desumidificação do gás é o resfriamento, que consiste em resfriar o gás abaixo do seu ponto de orvalho, ocasionando a condensação do vapor d'água e possibilitando a sua retirada do sistema, em forma de condensado. Geralmente, o resfriamento do gás é realizado utilizando-se um trocador de calor com fluido de arrefecimento, o qual flui em direção contrária do gás, absorvendo calor e promovendo o seu resfriamento à uma temperatura de cerca de 5 °C [39].

B) Dessulfurização

O sulfeto de hidrogênio é um dos principais gases traço presentes no biogás, podendo atingir concentrações de até 7.000 ppm. A remoção desse composto é essencial, uma vez que sua reação com a água forma ácido sulfúrico, substância altamente corrosiva que pode comprometer componentes dos sistemas de purificação significativamente e a vida útil de equipamentos destinados à utilização do biogás para geração de energia. Existem diversos processos empregados para a remoção do H_2S , que podem envolver mecanismos químicos, físicos, biológicos ou mesmo a combinação entre eles, dependendo do grau de dessulfurização exigido, em função da aplicação final do biogás [39].

Entre os métodos disponíveis, alguns são aplicados especificamente ao biogás proveniente de biodigestores anaeróbios. Entre eles destaca-se a microaeração, que consiste na injeção controlada de ar no interior dos biodigestores, com o objetivo de fornecer oxigênio a microrganismos responsáveis pela oxidação do sulfeto. Outro exemplo é a dosagem simultânea de ferro, na qual compostos férricos são adicionados ao biodigestor para reagirem com o sulfeto e formarem precipitados insolúveis, que são posteriormente removidos juntamente com os digestatos [39].

No biogás proveniente de aterros sanitários, a concentração de sulfeto de hidrogênio encontrada geralmente é baixa. Assim, quando destinado à utilização em motores estacionários para geração de energia elétrica, não se faz necessária a adoção de processos específicos de dessulfurização, uma vez que parte desse composto é removida durante a etapa de desumidificação do gás. Para a purificação do biogás para sua utilização como biometano, é necessário uma dessulfurização mais rigorosa, atingindo uma concentração inferior a 5 ppm. Abaixo serão apresentadas as principais metodologias utilizadas para esta finalidade em aterros sanitários:

- Dessulfurização por absorção:

A remoção de sulfeto de hidrogênio (H_2S) do biogás pode ser realizada por meio de tecnologias baseadas em processos de absorção física e química, sendo que na absorção física, o H_2S é removido através de sua mudança de estado de gás para líquido, sendo absorvida por água ou solventes específicos. Já na absorção química, a solubilidade do H_2S é aumentada pela adição de compostos químicos que reagem com o gás dissolvido, promovendo sua remoção mais eficiente. Esses sistemas de absorção são adequados para vazões entre aproximadamente 100 e 10.000 m^3/h e concentrações de poluentes variando de 8 a 30 g/m^3 . Contudo, algumas dessas tecnologias como os sistemas *water scrubbing*, que utilizam água como solvente, não são economicamente viáveis em aplicações de baixa vazão e baixa pressão (condições comuns em pequenas usinas de biogás) devido aos altos custos operacionais e à elevada demanda energética de bombas de recirculação e vasos de regeneração. Apesar disso, métodos alternativos, como os processos que empregam ferro quelado, apresentam-se como soluções viáveis para unidades de menor porte produtoras de biogás [40].

- Dessulfurização por adsorção:

A adsorção consiste em um processo no qual uma substância fica retida em um sólido, chamado de adsorvente, devido forças intermoleculares, que podem ser físicas, caracterizadas por interações relativamente fracas, ou de natureza química, onde as ligações são mais fortes. No processo de dessulfurização do biogás por adsorção, o material geralmente mais utilizado é o carvão ativado, que além de promover a adsorção física, também oferece uma superfície catalítica para adsorção

química, aumentando a capacidade de remoção do H_2S e propiciando alta eficiência ao processo [40].

O processo é realizado através de colunas de adsorção, feitas de material próprio para as substâncias presentes, em que é depositado o carvão ativado impregnado de substâncias eficazes para a adsorção química, geralmente iodeto de potássio, carbonato de potássio ou permanganato de potássio. Geralmente utiliza-se dois filtros consecutivos de carvão ativado para a proteção contra saturação do filtro. Este processo pode ser utilizado em escala comercial, aceitando até 500 ppm de H_2S no gás bruto e proporciona uma pureza inferior até a 1 ppm. [39]

C) Remoção de CO_2

A remoção do CO_2 consiste no principal processo para transformar o biogás em biometano, devido ao aumento considerável da concentração de metano no biogás, promovendo o aumento de seu poder calorífico [39]. Os principais processos a remoção do CO_2 são a adsorção física ou química, separação por membranas e processos baseados em criogenia. Esses processos utilizam diferentes tecnologias, as quais propiciam diferentes graus de eficiência conforme descrito na Tabela 2.1.

Tabela 2.1: Processos para remoção CO_2 - Adaptado [17]

Tecnologia	Processo	Princípio de ação	Teor de metano obtido (%)
Adsorção	Adsorção com modulação de pressão (PSA)	Adsorção com CO_2 em uma peneira molecular	>96
Adsorção física	Lavagem sob pressão de água	Solução de CO_2 em água em alta pressão	>96
Adsorção química	Tratamento com aminas	Reação de CO_2 com MEA, DEA, MDEA e outros	>99
Separação por membranas	Separação de gás de membranas de polímero (seco)	Permeabilidade da membrana H_2S e CO_2 mais elevado que CH_4	>80
	Separação de gás de membrana (seco)		>96
Criogenia	Separação à temperaturas baixas	Separação de fases do CO_2 líquido e CH_4 gasoso	>99,9

Dentre os métodos mais utilizados, destaca-se a Adsorção com Modulação de Pressão (*PSA – Pressure Swing Adsorption*). Este processo utiliza adsorventes específicos tais como carvão ativado, zeólitos naturais e sintéticos, adsorventes poliméricos e peneiras moleculares, dentre outros, para reter o CO₂ presente no biogás. Estes materiais apresentam alta porosidade e a capacidade de reter através de variação de pressão, um ou mais compostos presentes em uma mistura de gás, de acordo com o tamanho da partícula [39].

D) Remoção de siloxanos, nitrogênio, oxigênio e compostos orgânicos halogenados

A remoção dos siloxanos é realizada principalmente através de tecnologias com materiais adsorventes, tais como carvão ativado, sílica gel, zeólitos e peneiras moleculares, já anteriormente descritas nesse estudo. Em relação à remoção do oxigênio e nitrogênio, pode ser realizada em unidades PSA juntamente com a remoção de CO₂, podendo ser necessário incremento de custos, a depender do adsorvente utilizado. Já os compostos orgânicos halogenados, pode ser realizada a remoção utilizando-se métodos de adsorção ou absorção por hidrocarbonetos halogenados alifáticos superiores (lavagem com óleo) [39].

2.2.4.3 Alternativas para o Aproveitamento Energético do Biogás

O aproveitamento energético do biogás é uma alternativa recomendável sob as perspectivas ambiental e econômica, uma vez que promove a valorização de resíduos orgânicos e a substituição parcial de combustíveis fósseis. Seu potencial energético está diretamente relacionado ao teor de metano (CH₄), principal componente combustível do biogás, cujo Poder Calorífico Inferior (PCI) é de aproximadamente 50 MJ/kg [41], [42].

Assim, o conteúdo energético do biogás varia em função da concentração de metano presente na mistura gasosa. Considerando um biogás com 65% de CH₄, obtém-se PCI aproximado de 20 MJ/kg [43], valor inferior ao observado para combustíveis convencionais, mas suficientemente elevado para aplicações térmicas, geração de eletricidade e produção de biometano. A Tabela 2.2 apresenta os valores de PCI dos principais combustíveis utilizados no Brasil, incluindo o biogás e o biometano, com o intuito de possibilitar a comparação de seus potenciais energéticos.

Tabela 2.2: PCI dos principais combustíveis – Adaptado [43], [44].

Combustível	PCI (MJ/kg)
Biogás (65% CH ₄)	20,00
Etanol Anidro	28,26
Etanol Hidratado	26,38
Gasolina Automotiva	43,54
Biodiesel	37,68
Diesel Automotivo	42,29
GNV	49,79
Biometano	48,25

Observa-se que o biometano apresenta poder calorífico muito próximo ao do gás natural veicular (GNV), propiciando sua intercambiabilidade com esse combustível em diversas aplicações energéticas. Por sua vez, o biogás bruto apresenta menor conteúdo energético em razão da presença de dióxido de carbono e outros gases inertes, embora mantenha potencial significativo para aproveitamento energético local.

A forma mais simples de utilizar a energia contida no biogás consiste na geração de calor através de sua queima [17]. Além disso, existem várias tecnologias capazes de realizar a conversão do potencial energético do biogás em outras formas de energia, tais como energia elétrica e mecânica. Dentre as formas mais utilizadas para o aproveitamento do biogás destacam-se: combustível para caldeiras, fornos e estufas; geração de eletricidade através de motores estacionários e conversão em biometano para injeção na rede de gás natural, podendo ainda ser utilizado como combustível para veículos [37]. A Figura 2.7 representa uma planta de biogás e as principais forma de aproveitamento do gás produzido.

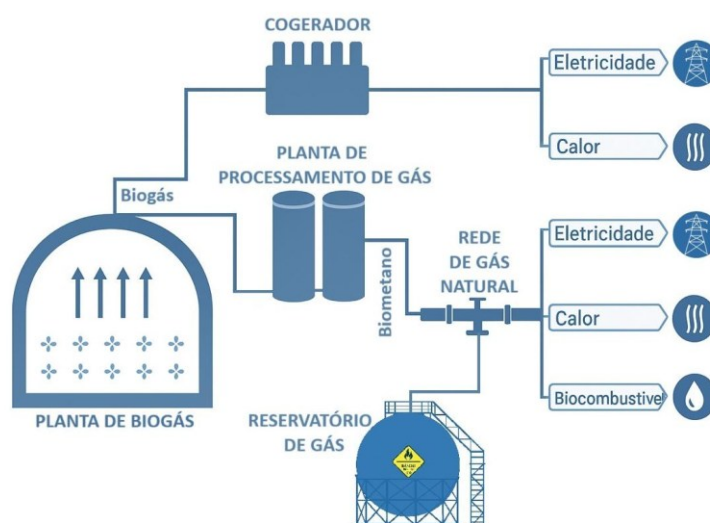


Figura 2.7: Principais formas de aproveitamento em uma planta de biogás – Adaptado [39]

- **Aproveitamento do biogás para geração de energia elétrica**

A forma mais utilizada do aproveitamento do biogás para a geração de energia elétrica é através de grupos motogeradores, que consistem em um motor de combustão acoplado a um gerador elétrico. Os motores utilizados geralmente são do tipo ciclo Otto, com ignição por centelha. Os motores ciclo Otto são fabricados para uso com biogás e se assemelham ao motor de quatro tempos dos veículos.

O motor ciclo Otto mais utilizado é o de 4 tempos, onde o combustível é succionado em uma mistura com ar para dentro do cilindro através do deslocamento do pistão, sendo essa fase chamada de admissão. Esta mistura de ar e combustível é realizada pelo carburador ou sistema eletrônico e deve apresentar uma relação estequiométrica adequada. Posteriormente, ocorre o fechamento da válvula, essa mistura é comprimida através do deslocamento do pistão, na fase chamada de compressão. Na sequência, a combustão é provocada através de uma centelha produzida pela vela de ignição. Com a combustão, a temperatura aumenta consideravelmente, provocando uma expansão de gases que desloca o pistão, propiciando que a força gerada através do deslocamento do pistão seja convertida em torque no virabrequim, através do mecanismo biela e manivela [45].

Os motores ciclo Otto convencionais operam utilizando gasolina e álcool como combustível, porém podem ser convertidos para biogás. Neste caso, a principal adaptação realizada é substituição do carburador por um misturador de gás com comburente (ar). Uma válvula de variação de pressão semelhante à válvula borboleta dos motores a gasolina realiza o controle da mistura ar e combustível, sendo esse o mecanismo de controle do motor. Além disso, a conversão de motores ciclo Otto convencionais para biogás abrangem a mudança da taxa de compressão e avanço de ignição.

Observa-se que os combustíveis gasosos produzem uma potência efetiva menor, comparando-se com combustíveis líquidos. Isto deve-se principalmente ao fato de que a mistura estequiométrica combustível/ar no caso do biogás, apresenta um conteúdo energético inferior comparando-se com os combustíveis líquidos [45].

No entanto, ao longo dos últimos anos, foram desenvolvidos motores para operar especificamente com biogás, incorporando diversas tecnologias. Dentre as inovações, destaca-se o controle preciso da mistura ar/combustível através de sistemas sofisticados que estabilizem o fornecimento de gás ao motor, utilizando válvulas solenóides de duplo estágio, válvulas *zero pressure regulation*, dentre outros. Além disso, foram desenvolvidos mecanismos de controle integrado dos sistemas, propiciando monitoramento em tempo real dos parâmetros técnicos,

abrangendo pressões de admissão, temperatura (admissão, turbina e escape), detecção de falhas de vela de ignição, assim como controle do volume da mistura ar/combustível para otimização do processo [45].

Dentre os principais indicadores de desempenho a serem observados em motores ciclo Otto a biogás, destacam-se o rendimento térmico, eficiência volumétrica e consumo específico de combustível. O rendimento térmico de um moto gerador pode ser calculado a partir da equação (2.1), sendo: PE a potência elétrica gerada, PCI o calor calorífico do gás, Vol o volume do combustível consumido por unidade de tempo e ρ_d é a massa específica do combustível [46]:

$$\eta_o = \frac{PE}{PCI * Vol * \rho_d} \quad (2.1)$$

Outro parâmetro de desempenho trata-se da eficiência volumétrica, que relaciona o volume de ar e combustível consumido com o volume interno dos cilindros e da rotação do motor conforme a equação (2.2), onde: $VolEff$ é a eficiência volumétrica; $VarComb$ é o volume de ar e combustível; RM a rotação do motor em rpm; $VolMot$ é o volume interno dos cilindros em m^3 e $CicRot$ a quantidade de ciclos por rotação do motor [46]:

$$VolEff = \frac{VarComb}{VolMot * RM / 60 * CicRot} \quad (2.2)$$

Em motores ciclo Otto que operam a gás a eficiência volumétrica tende a ser menor devido ao maior volume ocupado pelo gás em relação aos combustíveis líquidos, o que diminui o volume de ar aspirado. Isso ocorre porque no caso da eficiência volumétrica considera-se exclusivamente o volume de ar admitido, sendo que o deslocamento ocasionado pelo volume ocupado pelo combustível reduz diretamente o termo $VarComb$, e consequentemente o resultado. No entanto, geralmente compensa-se esta desvantagem devido à motores à biogás conseguirem trabalhar com taxas de compressão mais altas, na ordem de 12-13/1, devido ao metano possuir maior resistência à detonação.

O consumo específico de combustível também se trata de um parâmetro importante a ser avaliado em um desempenho de um motor, que pode ser calculado através da reação da potência elétrica produzida (PE) e a vazão mássica de combustível (m_{comb}), conforme a equação (2.3) [46].

$$bsfc = \frac{PE}{m_{comb}} \quad (2.3)$$

Ademais, em relação ao conjunto Grupo Motogerador (GMG), há modelos movidos a biogás no mercado de potências que variam entre 10kW e 1600 kW, sendo que o modelo mais utilizado no Brasil é o JENBACHER produzido pela empresa General Eletric. Os motogeradores consistem em acoplamento do motor de combustão interna e o gerador de energia elétrica (alternador). O alternador não possui mudanças significativas em função do motor para biogás, apresentando geralmente uma eficiência na conversão de energia mecânica para elétrica em cerca de 90 %. Ressalta-se que além do motor e alternador outros componentes auxiliares integram o sistema de geração de energia elétrica, dentre eles, sistema de mistura ar/combustível, controladores de velocidade, sistema de exaustão e arrefecimento do motor. A Figura 2.8 representa os principais componentes de um sistema de geração de energia elétrica utilizando motogeradores a biogás: [45].

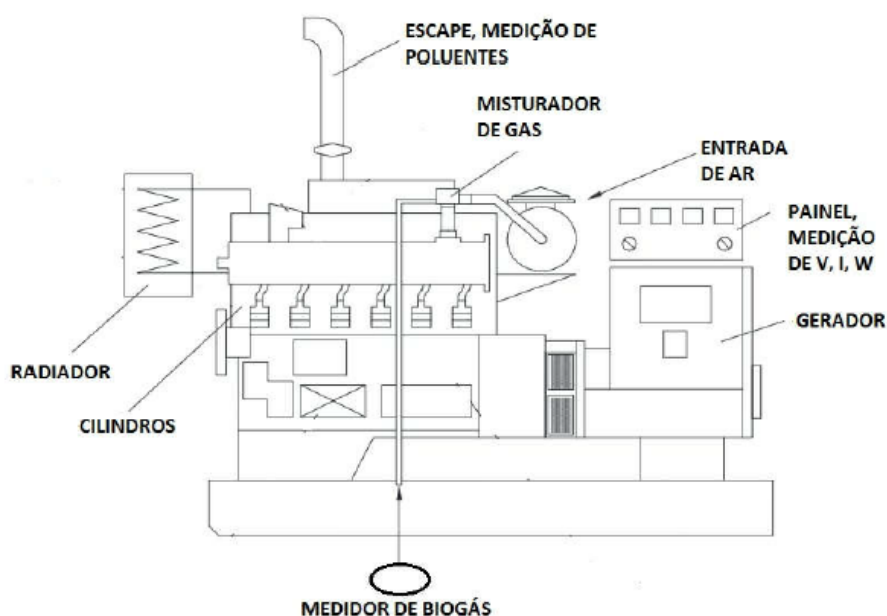


Figura 2.8: Sistema de Motogeradores a biogás [45]

- **Aproveitamento do biogás para produção de biometano**

O aproveitamento do biogás para a produção de biometano em aterros sanitários consiste em uma estrutura similar ao aproveitamento para a geração de energia elétrica. De uma forma geral, o processo para a captação e condução do gás no aterro é equivalente, havendo

alterações significativas somente nos equipamentos necessários para as etapas de purificação, compressão e armazenamento do gás final.

Após a purificação do biogás, obtêm-se o biometano, que apresenta elevado teor de metano em sua composição, possibilitando a sua intercambialidade com o gás natural nas mais diversas aplicações. O biometano pode ser comprimido e transportado em caminhões específicos ou pode ser utilizado na forma de gás liquefeito [47].

Neste âmbito, a resolução Agência Nacional de Petróleo nº 886, de 29 de setembro de 2022 [48], traz as principais especificações e regras a serem adotadas referentes ao controle de qualidade de biometano proveniente de aterros sanitários e estações de tratamento de esgoto, com destino ao uso veicular, instalações residenciais e comerciais, comercializado em território nacional. Em relação ao modo de transporte do produto, a norma prevê que seja realizado através de dutos dedicados ou por veículo transportador de biometano (comprimido ou liquefeito).

Além disso, é estabelecido que o biometano oriundo de tais instalações seja odorizado, pela distribuidora de gás canalizado, no caso do biometano ser injetado na rede de gás natural, ou pelo produtor de biometano, quando o produto for comercializado através de transporte em veículo de biometano comprimido.

Em relação ao controle de qualidade, estabelece-se que deve ser emitido um certificado de qualidade diário, contemplando a análise dos seguintes parâmetros: teor de metano, teor de oxigênio, teor de dióxido de carbono, teor de nitrogênio; teor de gás sulfídrico, ponto de orvalho da água. Além desse procedimento, deve-se realizar análise dos teores de siloxanos clorados e fluorados em laboratório, conforme os requisitos estabelecidos no documento citado. A Tabela 2.3 traz as principais especificações a serem atendidas:

Tabela 2.3: Especificações mínimas para biometano – Adaptado [48]

Característica	Unidade	Limite		
		Norte	Nordeste	Centro-Oeste, Sudeste e Sul
Poder Calorífico	kJ/m³	34.000 a 38.400	35.000 a 43.000	
Superior	kWh/m³	9,47 a 10,67	9,72 a 11,94	
Índice de Wobbe	kJ/m³	40.500 a 45.000	46.500 a 53.500	
Metano, mín.	% mol	90,0	90,0	
Oxigênio, máx.	% mol	0,8	0,8	
Co2, máx.	% mol	3,0	3,0	

Gás sulfídrico (H₂S), máx.	mg/m ³	10,0
Teor de siloxanos	mgSi/m ³	0,3

Neste sentido, um marco importante para o uso do biometano foi a criação da Política Nacional De Biocombustíveis (Renova Bio) e a criação dos Créditos de Descarbonização (CBIO's). Os CBIO's podem ser emitidos por usinas produtoras ou importadoras de biocombustíveis certificadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e podem ser negociados em bolsa. Cada papel de CBIO corresponde a uma tonelada de carbono que deixa de ser lançada na atmosfera [49].

2.2.4.4 Considerações acerca do Mercado Livre de Energia (MLE)

O MLE ou Ambiente de Livre Contratação (ACL) é um ambiente de contratação de energia elétrica onde as condições são negociadas livremente entre os agentes, incluindo preços, prazos, volumes e modalidades de fornecimento, diferentemente do mercado regulado, onde uma única empresa detém o monopólio de venda de energia. De acordo com a portaria 50/2022, todos os consumidores de energia em alta tensão podem contratar energia no MLE [50]. No ano de 2025, totalizaram consumidores que realizam suas contratações nesse ambiente, representando cerca de 43 % da eletricidade consumida no Brasil [51].

No âmbito do Mercado Livre de Energia, o PLD constitui um dos principais indicadores econômicos utilizados na contabilização das operações realizadas no Mercado de Curto Prazo (MCP). Em suma, o PLD é o valor referente às diferenças verificadas entre os montantes de energia contratados e aqueles efetivamente gerados ou consumidos pelos agentes do mercado, desempenhando papel fundamental no equilíbrio financeiro das transações de energia. O seu cálculo é realizado e divulgado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) a partir de modelos computacionais que buscam representar as condições operativas do Sistema Interligado Nacional (SIN), tendo como principal referência o Custo Marginal de Operação (CMO). Para sua determinação, são consideradas diversas variáveis, tais como a disponibilidade de recursos hídricos, os custos variáveis de operação das usinas geradoras, a demanda por energia e as restrições elétricas do sistema. Dessa forma, o PLD reflete as condições de oferta e demanda de energia em cada período e submercado do país [52], [53].

Em virtude de sua influência direta sobre os preços praticados no Mercado Livre de Energia, as oscilações deste indicador podem impactar significativamente os resultados econômicos dos agentes do setor. Assim, esse indicador assume papel estratégico na gestão de

riscos, na definição de estratégias de comercialização e na avaliação da viabilidade econômico-financeira de empreendimentos de geração de energia elétrica, incluindo aqueles baseados em fontes renováveis, como o biogás.

Outro conceito relevante no contexto do MLE é o spread, que representa a diferença entre o valor negociado da energia e o valor do PLD. Os valores do spread podem apresentar variações significativas, de acordo com a oferta e demanda do mercado e a fonte de energia negociada [54]. Em relação às fontes de energia, a energia incentivada apresenta maior spread que a energia convencional. Por serem provenientes de fontes com menor impacto ambiental, as energias incentivadas contam com benefícios regulatórios que se refletem em condições tarifárias diferenciadas, contribuindo para sua competitividade econômica tanto para geradores quanto para consumidores. Nesse contexto, o spread entre energia convencional e energia incentivada é influenciado por fatores como liquidez de mercado, disponibilidade de oferta, perfil da demanda e atuação dos agentes participantes do mercado ACL [55] .

2.3 Considerações Finais

A fundamentação teórica apresentada neste capítulo permitiu compreender a complexidade e o potencial do biogás como um vetor energético estratégico para a matriz brasileira. Ao detalhar as etapas da digestão anaeróbica e as particularidades da gestão de resíduos sólidos urbanos, ficou evidente que o aproveitamento do biogás em aterros sanitários transcende a simples mitigação de passivos ambientais, configurando-se como uma oportunidade real de valorização econômica e energética.

As tecnologias de captação e purificação discutidas revelam que a transição do biogás bruto para o biometano exige um rigor técnico elevado, especialmente para atender aos padrões de qualidade exigidos pela regulamentação vigente. Contudo, o amadurecimento dessas soluções de *upgrading* é o que viabiliza o uso do biogás em substituição aos combustíveis fósseis, alinhando o tratamento de resíduos às metas globais de descarbonização e aos incentivos nacionais, como o RenovaBio.

CAPÍTULO III

3 ESTUDO DE CASO I: GERAÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DO BIOGÁS

Neste capítulo será apresentado estudo de caso de aproveitamento do biogás para geração de eletricidade em uma planta real situada no interior do país, incluindo análise técnica, dados da geração de energia, custos operacionais e receitas associadas ao setor elétrico e à venda de créditos de carbono. Por questões de sigilo, detalhamentos das instalações serão realizados de modo que não haja a identificação desta planta real de produção de biogás.

3.1 Considerações Iniciais

Inicialmente, faz-se necessária a contextualização do local de realização do estudo e caracterização do sistema implantado. A planta estudada encontra-se localizada no aterro sanitário de uma cidade no interior do Brasil, com aproximadamente 800.000 habitantes. O aterro sanitário em questão recebe em média 800 toneladas de lixo por dia e, atualmente, a extração de biogás resulta em uma vazão média de $2460 \text{ Nm}^3/\text{h}$. No momento, a usina instalada no local realiza o aproveitamento do biogás captado para a geração exclusiva de energia elétrica.

O sistema existente no aterro para a extração do biogás consiste em um sistema composto por drenos de captação verticais, que encaminham o gás às subestações reguladoras de fluxo e subsequentemente à estação de aspiração. Como o biogás extraído é utilizado para fins de geração de energia elétrica, não é necessária a aplicação de processos de purificação para dessulfurização e retirada de CO_2 , sendo que os processos utilizados para a desumidificação do gás garantem a retirada de impurezas e, ao mesmo tempo, níveis adequados das substâncias aqui citadas.

Na entrada da usina de captação, o biogás passa por um filtro separador de gotículas, que retém a umidade condensada e particulados grossos e, posteriormente, o biogás é conduzido para um trocador de calor, cujo nome comercial é casca e tubo, com capacidade de $3000 \text{ Nm}^3/\text{h}$. No interior deste equipamento, o gás circula por uma tubulação de cobre e realiza troca de calor com água refrigerada, reduzindo a temperatura do biogás para aproximadamente 5°C . Posteriormente, o biogás passa por um segundo filtro separador de gotículas, para a retirada de condensado formado devido à redução de temperatura. Em seguida, o biogás é encaminhado aos sopradores, responsáveis por manter a seção de coleta e transporte de biogás sob pressão negativa e, ao mesmo tempo, imprimir pressão positiva suficiente ao fluxo que alimenta o *flare* enclausurado e os grupos eletrógenos. O *flare* é acionado quando algum gerador está inoperante, ou quando a vazão de biogás do aterro está maior que a vazão de consumo dos grupos geradores, pois não é recomendado reter o biogás no aterro devido a riscos operacionais.

A pressão aplicada pelos sopradores às linhas pode ser ajustada através de um CLP, que controla o inversor de frequência que opera em conjunto com os sopradores, de acordo com a qualidade do biogás gerado pelo aterro. O fluxo do biogás pode ser direcionado através de uma válvula de abertura/fechamento automática, para somente queima nos grupos eletrógenos ou no *flare*, ou nos dois simultaneamente, de acordo com a proporção definida pelo operador. Na linha que segue para a queima do biogás em grupos eletrógenos, há um filtro tipo cartucho plissado

em poliéster. Esse filtro contribuirá para o bom funcionamento do grupo eletrógeno, prolongando sua vida útil, visto que a parcela remanescente de umidade e particulados, que poderia danificar os equipamentos, ficará retida no filtro de linha de biogás.

A usina possui potência instalada de 4,3 MVA, sendo classificada no âmbito SIN como Usina Termoeletrica (UTE) a biomassa tipo III, caracterizada por empreendimento de geração centralizada na qual a energia não é despachada centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) [56]. Dessa forma, a operação na usina ocorre de forma autônoma, de acordo com a disponibilidade de geração e compromissos contratuais. Além disso, a energia gerada possui o incentivo I100, o que garante aos consumidores contratantes 100% de desconto nas tarifas TUST (Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão) e TUSD (Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição) incidentes sobre a energia comercializada.

Ademais, a usina está inserida no Ambiente de Livre Contratação (ACL) e possui garantia física no valor de 3,6 MW, sendo esta referente ao montante máximo de energia que pode ser entregue ao sistema elétrico, levando-se em consideração critérios de garantias de suprimento, determinados pelo Ministério de Minas e Energia (MME).

Atualmente, a usina opera com 03 GMG's, sendo os principais equipamentos listados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Principais equipamentos da usina de geração de eletricidade a partir do biogás.

Qtde	Equipamento	Valor Unit.	Valor Total	Potência
03	GMG	R\$ 6.426.000,00	R\$ 19.278.000,00	1426 kW
03	Transformador de Potência	R\$ 240.000,00	R\$ 720.000,00	2 MVA
01	Transformador de Potência	R\$ 39.000,00	R\$ 39.000,00	300 kVA
02	Compressor de ar	R\$ 27.000,00	R\$ 54.000,00	5,5 kW
02	Chiller	R\$ 165.000,00	R\$ 330.000,00	60 kW
02	Soprador (Compressor radial)	R\$ 463.000,00	R\$ 926.000,00	75 kW

Cada motor utiliza uma vazão de 820 m³/h de gás para sua alimentação, sendo que os três GMG's, juntos, utilizam o volume de aproximadamente 1.771.200 m³ de biogás mensalmente.

Os principais parâmetros referentes à geração de energia encontram-se relacionados na Tabela 3.2.

Tabela 3.2: Dados dos grupos motogeradores

Qtde GMG's	Potência Nominal	Potência Operação	Performance	Auto Consumo	Potência Injetada
03	1426 kW	1350 kW	91,7%	3%	3,6 MW

3.2 Receitas da Planta

As receitas da usina são provenientes da comercialização de energia elétrica e da venda de créditos de carbono. A comercialização da energia é realizada através do mercado livre de energia, na modalidade ACL, por meio de contratos bilaterais, onde a negociação das condições de fornecimento como preço, prazo e quantidade, ocorre livremente.

Neste sentido, a Tabela 3.3 traz dados referentes à geração de energia elétrica, bem como as receitas referentes à venda desse produto no ano de 2025. Observa-se que o montante majoritário de energia é comercializado por meio de um contrato de longo prazo, que geralmente é celebrado no ano anterior da geração. A energia remanescente é vendida através de contratos de curto prazo, realizada no próprio mês da geração, de acordo com a quantidade de energia excedente disponível para a venda.

Tabela 3.3: Receitas referentes à venda de energia elétrica

Mês Referência	Vazão Biogás (Nm3)	Geração (MWh/mês)	Contrato CP	Contrato LP	Receita venda de Energia
Janeiro	1.675.686	2.678	R\$ 112.251	R\$ 860.436	R\$ 972.687
Fevereiro	1.513.523	2.419	R\$ 114.375	R\$ 777.168	R\$ 891.543
Março	1.675.686	2.678	R\$ 231.266	R\$ 860.436	R\$ 1.091.702
Abril	1.621.632	2.592	R\$ 169.227	R\$ 832.680	R\$ 1.001.907
Maio	1.675.686	2.678	R\$ 179.376	R\$ 860.436	R\$ 1.039.812
Junho	1.621.632	2.592	R\$ 178.614	R\$ 832.680	R\$ 1.011.294
Julho	1.675.686	2.678	R\$ 166.850	R\$ 860.436	R\$ 1.027.286
Agosto	1.675.686	2.678	R\$ 202.281	R\$ 860.436	R\$ 1.062.717
Setembro	1.621.632	2.592	R\$ 178.891	R\$ 832.680	R\$ 1.011.571
Outubro	1.675.686	2.678,	R\$ 177.640	R\$ 860.436	R\$ 1.038.076
Novembro	1.621.632	2.592	R\$ 239.807	R\$ 832.680	R\$ 1.072.487
Dezembro	1.675.686	2.678	R\$ 181.077	R\$ 860.436	R\$ 1.041.513
Total	19.729.856	31.536	R\$ 2.131.662	R\$10.130.940	R\$ 12.262.603

Em relação ao cálculo dos créditos de carbono, estima-se que o biogás tenha um percentual de 51 % de metano (CH_4). Cada crédito de carbono equivale a 1 tonelada de carbono

evitada de ser lançada na atmosfera. Dessa forma, para o cálculo da quantidade de créditos de carbono, multiplica-se a massa de metano resultante do gás ($0,717\text{kg/m}^3$) por 28, valor estimado de quantas vezes o metano é mais poluente que o carbono. Após o cálculo, são retiradas as perdas referentes à eficiência do motor (98,24%). A Tabela 3.4 traz os dados referentes ao cálculo de créditos de carbono, assim como a receita proveniente destes:

Tabela 3.4: Dados relativos aos créditos de carbono

Mês Referência	Vazão Biogás (Nm3)	Vazão Metano (Nm3)	Massa Metano (ton)	Perdas (ton)	Massa CO2 (ton)	Créditos de Carbono VERs	Valor Unit (R\$)	Receita venda VERs (R\$)
Janeiro	1.830.240,0	933.422,4	669,3	11,8	18.409,6	18.410	33,12	609.725
Fevereiro	1.653.120,0	843.091,2	604,5	10,6	16.628,0	16.628	33,12	550.719
Março	1.830.240,0	933.422,4	669,3	11,8	18.409,6	18.410	33,12	609.725
Abril	1.771.200,0	903.312,0	647,7	11,4	17.815,7	17.816	33,12	590.057
Mai	1.830.240,0	933.422,4	669,3	11,8	18.409,6	18.410	33,12	609.725
Junho	1.771.200,0	903.312,0	647,7	11,4	17.815,7	17.816	33,12	590.057
Julho	1.830.240,0	933.422,4	669,3	11,8	18.409,6	18.410	33,12	609.725
Agosto	1.830.240,0	933.422,4	669,3	11,8	18.409,6	18.410	33,12	609.725
Setembro	1.771.200,0	903.312,0	647,7	11,4	17.815,7	17.816	33,12	590.057
Outubro	1.830.240,0	933.422,4	669,3	11,8	18.409,6	18.410	33,12	609.725
Novembro	1.771.200,0	903.312,0	647,7	11,4	17.815,7	17.816	33,12	590.057
Dezembro	1.830.240,0	933.422,4	669,3	11,8	18.409,6	18.410	33,12	609.725
Total	21.549.600,0	10.990.296,0	7.880	138,7	216.757,9	216.758	-	7.179.022

Os créditos de carbono gerados no empreendimento são classificados como *Verified Emission Reductions* (VER's), que são créditos provenientes de projetos que promovem a redução da emissão de gases de efeito estufa no âmbito do mercado voluntário. Esses créditos resultam de iniciativas certificadas por padrões independentes e representam reduções efetivas de emissões fora de regimes compulsórios. Diferentemente das *Certified Emission Reductions* (CER's), emitidas no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, previsto no Artigo 12 do Protocolo de Quioto, os VER's não podem ser utilizados para o cumprimento de metas obrigatórias estabelecidas por acordos internacionais ou sistemas regulados de comércio de emissões, destinando-se exclusivamente a compensações voluntárias [57].

3.3 Despesas da Planta

As despesas desta planta em questão são referentes aos custos inerentes ao funcionamento da usina, assim como o pagamento de impostos pertinentes às atividades desempenhadas. É importante ressaltar que a usina adota o regime tributário de lucro presumido, sendo o percentual de presunção conforme o enquadramento da atividade, sendo utilizados os percentuais de 8% para a venda de energia elétrica (venda) e 32% para a atividade de créditos de carbono (cessão de direitos de ativo ambiental intangível).

Segue uma descrição detalhada das despesas inerentes ao processo:

- **Tributos federais:** Ocorre a incidência de tributos federais Programa de Integração Social (PIS) (0,65%) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) no percentual de 3% sobre a receita bruta da venda de energia elétrica no mercado ACL, conforme legislação vigente;
- **Imposto de Renda:** O Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) incide sobre a venda de energia elétrica e comercialização de créditos de carbono com percentual de 15 % sobre o lucro presumido, com acréscimo de 10 % sobre o valor que ultrapassar a base de cálculo de R\$ 60.000,00 (trimestral), conforme legislação vigente;
- **CSLL (Contribuição Social sobre o Lucro Líquido):** Há incidência de CSLL sobre a venda de energia elétrica e comercialização de créditos de carbono com percentual de 9 % sobre o lucro presumido. Para a atividade de venda de energia elétrica é utilizado como base de cálculo para o CSLL o percentual de lucro presumido de 12 %, conforme a legislação vigente;
- **Custos operacionais:** São referentes aos custos com a operação da usina, tais como: folha de pagamento de funcionários, compra de insumos do sistema de captação de gás e manutenção dos equipamentos existentes na planta. Estes custos são variáveis, sendo que nos meses de março, junho, setembro e dezembro houve valores mais expressivos devido às manutenções periódicas dos GMG's. Além disso, incluem gastos necessários para a produção de créditos de carbono, tais como consultorias, auditorias, calibrações, instrumentação, taxas de certificações e ações sociais e ambientais;
- **Depreciação:** É necessário considerar no cálculo das despesas as depreciações administrativa e operacional, sendo a depreciação administrativa relativa aos bens utilizados nas atividades administrativas e a depreciação operacional relativa aos

equipamentos utilizados na operação da usina. Ressalta-se que a depreciação é calculada levando-se em consideração o valor do bem e sua vida útil. Neste caso, a depreciação operacional é relativa à *short-block* realizado nos 3 motores (R\$ 8.100.000,00).

A Tabela 3.5 traz os valores das despesas do empreendimento, acima citadas, no ano de 2025.

Tabela 3.5: Despesas do empreendimento

Mês Referência	PIS/COFINS (R\$)	Imposto de Renda/CSLL (R\$)	Custos Operacionais		Depreciação	
			Manutenção, insumos, Folha de pagamento (R\$)	Produção C.C. (R\$)	Depreciação Administrativa (R\$)	Depreciação Operacional (R\$)
Janeiro	35.503	0	620.992	90.500	1.500	67.500
Fevereiro	32.541	0	621.892	90.500	1.500	67.500
Março	39.847	85.042	838.417	90.500	1.500	67.500
Abril	36.570	0	623.992	90.500	1.500	67.500
Mai	37.953	0	620.992	90.500	1.500	67.500
Junho	36.912	88.032	825.542	90.500	1.500	67.500
Julho	37.496	0	623.192	90.500	1.500	67.500
Agosto	38.789	0	616.992	90.500	1.500	67.500
Setembro	36.922	89.528	834.717	90.500	1.500	67.500
Outubro	37.890	0	614.492	90.500	1.500	67.500
Novembro	39.146	0	622.717	90.500	1.500	67.500
Dezembro	38.015	848.161	2.217.642	234.080	1.500	67.500
Total	447.584	1.110.763	9.681.579	1.299.580	18.000	810.000

3.4 Resultado Operacional e Lucro Líquido

O resultado operacional e lucro líquido são indicadores importantes para avaliar o desempenho de uma empresa. O resultado operacional, também chamado de lucro operacional, representa o lucro obtido através das atividades principais da empresa, sem considerar despesas financeiras e impostos. Esse indicador permite analisar a eficiência operacional da empresa, evidenciando sua capacidade de gerar resultados por meio de suas operações. Já o lucro líquido representa o valor final apurado após a dedução de todas as despesas, incluindo custos operacionais, despesas financeiras e impostos. Trata-se do montante efetivamente disponível ao término de um período contábil, podendo ser destinado à distribuição de dividendos ou à

realização de novos investimentos. Assim, é um dos principais indicadores da saúde financeira e da sustentabilidade da organização [58].

Na Tabela 3.6, apresentam-se os valores do resultado operacional, o lucro líquido e a margem líquida final da usina analisada para o ano de 2025. Destaca-se que o valor da receita elevado no mês de dezembro justifica-se pela venda de créditos de carbono, que é realizada anualmente. Além disso, observa-se que, no período analisado, o lucro líquido atingiu o montante de R\$ 6.144.119,00, correspondendo a uma margem líquida final de 32%, o que evidencia a rentabilidade obtida pela empresa no exercício considerado.

Tabela 3.6: Resultados financeiros do empreendimento

Mês Referência	Receitas Energia + VERs (R\$)	Despesas Operacionais + PIS/CONFINS (R\$)	Resultado Operacional (R\$)	IRPJ/CSLL + Depreciação (R\$)	Lucro Líquido Final (R\$)	Margem Líquida Final (%)
Janeiro	972.688	746.995	225.693	69.000	156.693	16%
Fevereiro	891.544	744.933	146.611	69.000	77.611	9%
Março	1.091.702	968.764	122.938	154.042	-31.104	-3%
Abril	1.001.907	751.062	250.845	69.000	181.845	18%
Maiο	1.039.813	749.445	290.368	69.000	221.368	21%
Junho	1.011.295	952.954	58.341	157.032	-98.691	-10%
Julho	1.027.287	751.188	276.099	69.000	207.099	20%
Agosto	1.062.718	746.281	316.437	69.000	247.437	23%
Setembro	1.011.571	962.139	49.432	158.528	-109.096	-11%
Outubro	1.038.076	742.882	295.194	69.000	226.194	22%
Novembro	1.072.488	752.363	320.125	69.000	251.125	23%
Dezembro	8.220.536	2.489.737	5.730.799	917.161	4.813.638	59%
Total	19.441.625	11.358.743	8.082.882	1.938.763	6.144.119	32%

3.5 Considerações Finais

As análises apresentadas neste capítulo permitiram detalhar a viabilidade operacional e financeira da geração de energia elétrica em uma planta real de biogás. A partir do levantamento das receitas, que incluem a comercialização de energia e a potencial venda de créditos de carbono, e do detalhamento das despesas operacionais, foi possível consolidar o resultado operacional e o lucro líquido desta rota tecnológica.

Os dados demonstram que, embora a geração de eletricidade seja uma alternativa consolidada e integrada ao MLE, ela permanece sujeita às volatilidades de preço (PLD) e às condições hidrológicas do país. Este diagnóstico serve como base fundamental para a comparação que será realizada nos capítulos seguintes, onde o desempenho desta unidade será contrastado com o potencial de lucratividade e os desafios técnicos da transição para a produção de biometano.

CAPÍTULO IV

4 ESTUDO DE CASO II: PRODUÇÃO DE BIOMETANO

Neste capítulo será apresentado um estudo de caso de aproveitamento do biogás para produção de biometano na planta selecionada para análise. Neste contexto, são inseridas avaliações técnicas de adaptações necessárias na usina existente para convertê-la em uma unidade de produção de biometano, os dados dimensionais de produção, estimativas de rendimento e os requisitos operacionais para o refino do combustível. Ou seja, neste estudo é considerado que a usina atual, que está voltada à produção de eletricidade, será transformada em uma planta produtora de biometano.

4.1 O sistema para produção do biometano

O aproveitamento do biogás proveniente de aterro sanitário para a produção de biometano compreende as etapas de extração do biogás, tratamento e sua purificação até o atendimento dos parâmetros de qualidade exigidos, de acordo com a sua destinação final. Na usina estudada, o sistema de extração e tratamento que será utilizado é o mesmo já existente no formato, não necessitando de reestruturações. Assim, esta etapa do estudo consiste em verificar as adaptações necessárias na usina existente para convertê-la em uma unidade de produção de biometano. As principais adequações consistem em obra civil, instalação de equipamentos de purificação do biogás e estação de compressão e pressurização do biogás, de modo a viabilizar sua destinação final.

Para a obtenção dos valores referentes aos equipamentos, materiais e serviços necessários à realização das adaptações mencionadas, foram contatadas diversas empresas atuantes no setor de biogás e biometano. Contudo, não houve retorno satisfatório. Dessa forma, os valores apresentados a seguir são provenientes de uma pesquisa exploratória conduzida em uma usina de porte similar que recentemente implantou um sistema de produção de biometano. Os dados foram organizados em tabelas, distribuídas por seções, com o objetivo de facilitar a compreensão das informações apresentadas. Para fins de validação dos valores obtidos, foi realizada pesquisa na literatura de valores típicos de instalação para esse tipo de usina.

Desta maneira, a primeira seção refere-se à etapa de purificação do biogás, contemplando a remoção de três contaminantes presentes em biogás oriundos de aterros sanitários: sulfeto de hidrogênio (H_2S), Compostos Orgânicos Voláteis (*VOC – Volatile Organic Compounds*) e siloxanos. Esses componentes devem ser previamente removidos, uma vez que podem danificar os adsorventes do sistema PSA, na etapa subsequente. Para a realização do processo de purificação, foram considerados filtros de carvão ativado, responsáveis pela remoção destas substâncias por meio do processo de adsorção.

Neste sentido, a Tabela 4.1 apresenta os custos estimados para aquisição e instalação dos equipamentos e serviços necessários à essa etapa. Destaca-se a utilização de dois filtros de carvão ativado, sendo um destinado à remoção de H_2S e outro voltado à remoção de VOC e siloxanos, ambos de origem importada e responsáveis pela maior parcela do investimento. Adicionalmente, incluem-se os custos de instalação, contemplando materiais e mão de obra.

Tabela 4.1: Custos seção de purificação

Seção de Purificação (H ₂ S, VOC e Siloxanos)			
Equipamento / Serviço	Quantidade	Origem	Valor
Filtros H ₂ S Carvão ativado	01	Importação	R\$ 1.654.030,00
Filtros VOC+Si Carvão ativado	01	Importação	R\$ 700.000,00
Instalação Material	01	Nacional	R\$ 450.000,00
Instalação mão de obra	01	Nacional	R\$ 350.000,00
Total			R\$ 3.154.030,00

Após a purificação do biogás, ele é encaminhado para a seção de *upgrading*, referente à purificação avançada do biogás, cujo objetivo é elevar a concentração de metano a níveis compatíveis com os graus de pureza exigidos para o biometano na atualidade, algo em torno de 96 %, conforme exigências normativas para uso como substituto do gás natural [48]. O principal componente do sistema é o sistema PSA em estágio duplo, tecnologia amplamente utilizada na purificação de biogás devido à sua elevada eficiência na remoção de dióxido de carbono (CO₂), nitrogênio (N₂) e oxigênio (O₂).

Nesse sistema, a remoção dos componentes ocorre de forma seletiva e sequencial, com base na capacidade de adsorção dos materiais presentes nos leitos. No primeiro estágio, ocorre predominantemente a remoção de CO₂, gás com maior concentração no biogás após a etapa de purificação (cerca de 40%), por meio de adsorventes como zeólitas ou carvão ativado, que apresentam elevada afinidade por essas moléculas. No segundo estágio, o processo atua como uma etapa de polimento do gás, promovendo a remoção de gases residuais, como N₂, O₂ e traços remanescentes de CO₂, elevando a pureza do metano aos níveis exigidos para sua caracterização como biometano.

O sistema PSA, de origem importada, representa a maior parcela do custo total. Ademais, são considerados os custos de instalação e com a aquisição de CCM (Centro de Controle de Motores), item fundamental para a automação, proteção e operação segura do sistema. De forma geral, observa-se que o elevado custo da etapa de *upgrading* está diretamente relacionado à complexidade do processo e à dependência internacional de tecnologias nesse segmento, resultando em um investimento total de R\$ 37.098.552,00, conforme apresentado na Tabela 4.2.

Tabela 4.2: Custos seção de upgrading

Seção de Upgrading			
Equipamento / Serviço	Quantidade	Origem	Valor
PSA estágio duplo	01	Importação	R\$ 28.710.100,00
Instalação Material	01	Nacional	R\$ 3.700.952,00
Instalação mão de obra	01	Nacional	R\$ 2.687.500,00
CCM Geral	01	Nacional	R\$ 2.000.000,00
Total			R\$ 37.098.552,00

A etapa final do processo de produção do biometano consiste na compressão e odorização do biometano, fundamentais para adequação do gás às condições de transporte e uso final como gás natural veicular (GNV). Nessa etapa, o biometano é comprimido a pressões elevadas, tipicamente em torno de 200 bar, compatível com sistemas de abastecimento veicular [59].

O sistema de odorização é responsável pela adição de compostos odorantes ao gás para garantir segurança operacional. Esta operação deve ser realizada pelo produtor de biometano, conforme legislação vigente [48]. Além disso, é necessária a instalação de uma baia para o abastecimento de caminhões e de uma cabine de controle e medição do biometano, sendo esta última essencial para o gerenciamento da vazão, monitoramento do consumo e controle da qualidade do gás distribuído. Assim, a Tabela 4.3 apresenta os custos associados referente à essa seção, sendo que o principal item do investimento corresponde aos compressores, de origem importada, dimensionados para atender a uma vazão de aproximadamente 1700 Nm³/h. Complementarmente, a estação de compressão e os demais sistemas auxiliares, englobam a infraestrutura necessária para operação.

Tabela 4.3: Custos seção de compressão e odorização

Seção de compressão e odorização			
Equipamento / Serviço	Quantidade	Origem	Valor
Compressor	02	Importação	R\$ 3.402.000,00
Estação de compressão	01	Importação	R\$ 840.000,00
Sistema Odorização	01	Importação	R\$ 472.500,00
Baia abastecimento caminhão	01	Importação	R\$ 500.000,00
Cabine controle e medição biometano	01	Importação	R\$ 750.000,00
Total			R\$ 5.964.500,00

Além dos custos com os equipamentos e serviços referentes as etapas do processo, é preciso contemplar também os custos associados à infraestrutura necessária para a implantação da planta de produção de biometano, abrangendo adequações físicas e estruturais indispensáveis à operação do sistema. Neste sentido, a Tabela 4.4 apresenta os custos de obras civis, contemplando a realização das bases (essenciais para a sustentação segura dos equipamentos), adaptação da área, instalação de containers operacionais, estruturas elétricas e suportes metálicos para tanques. Destaca-se que os elementos citados são críticos à segurança operacional da planta, resultando em um investimento total de R\$ 2.050.000,00.

Tabela 4.4: Custos de obras civis

Obras civis			
Equipamento / Serviço	Quantidade	Origem	Valor
Adaptação da área	01	Nacional	R\$ 120.000,00
Realização das Base	01	Nacional	R\$ 1.500.000,00
Containers	01	Nacional	R\$ 10.000,00
Estruturas elétricas	01	Nacional	R\$ 150.000,00
Estruturas metálicas suportes tanques	01	Nacional	R\$ 20.000,00
Tubulações Aço inoxidável	01	Nacional	R\$ 150.000,00
Britagem	01	Nacional	R\$ 100.000,00
Total			R\$ 2.050.000,00

Ademais, a Tabela 4.5 apresenta aos custos de segurança, direção do trabalho e projetos apresenta os investimentos relacionados às atividades de planejamento, gestão e conformidade regulatória necessárias para a implantação da planta de biometano.

Tabela 4.5: Custos de segurança, direção do trabalho e projetos

Segurança e Direção do trabalho/ Projetos		
Equipamento / Serviço	Quantidade	Valor
Despesas com o prestador de serviço pela segurança na fase de execução	01	R\$24.000,00
Despesas com a direção do trabalho e desenvolvimento	01	R\$ 300.000,00
Execução do Projeto de Bombeiros (Extintores, alarmes e luzes)	01	R\$ 150.000,00
Despesas gerais	01	R\$ 40.000,00
Despesas técnicas com estudos ambientais (geológico, hidrogeológico, arquitetônico), geotécnicos e projetos complementares elétrico, estrutural civil, bombeiros	01	R\$ 30.000,00
Projeto bombeiros	01	R\$ 50.000,00
Consultor para qualificação ANP	01	R\$ 120.000,00
Total		R\$ 714.000,00

4.1.1 Total dos investimentos na planta de biometano

O montante necessário para a realização de um investimento é denominado CAPEX (*Capital Expenditure*), conceito que será detalhado no capítulo seguinte. Neste sentido, a Tabela 4.6 apresenta a estimativa dos custos totais de investimento (CAPEX) referente à implantação da planta de biometano e os valores individuais para cada seção, conforme descrito anteriormente, bem como o percentual de participação correspondente no montante total do investimento.

Tabela 4.6: Custos totais de investimento

Seção	Valor	Participação
Seção de Purificação (H ₂ S, VOC e Siloxanos)	R\$ 3.154.030,00	6,44 %
Seção de <i>Upgrading</i>	R\$ 37.098.552,00	75,74 %
Seção de compressão e odorização	R\$ 5.964.500,00	12,18 %
Obras civis	R\$ 2.050.000,00	4,19 %
Segurança e Direção do trabalho/ Projetos	R\$ 714.000,00	1,46%
Total	R\$ 48.981.082,00	100 %

De fato, na literatura é possível encontrar valores de CAPEX compatíveis com os apresentados para esse tipo de instalação. Em [60], foi reportado um CAPEX total de aproximadamente 80 milhões para uma vazão de 4.700 m³/h, considerando a implantação completa da unidade. No presente estudo, como já existe o sistema de captação e tratamento do biogás, justifica-se um valor inferior de investimento

Adicionalmente, estudos específicos sobre o processo de *upgrading* apontam essa etapa como a mais intensiva em capital em projetos de produção de biometano, especialmente quando são empregadas tecnologias como PSA. O custo específico desse processo pode atingir valores da ordem de 2.400 €/Nm³ de biogás tratado [61], o que, no caso do presente estudo, corresponderia a aproximadamente 35 milhões de reais, evidenciando, mais uma vez, a coerência dos valores levantados. Desta forma, a distribuição dos investimentos observada na tabela encontra respaldo técnico e está alinhada com parâmetros reportados na literatura especializada, reforçando a consistência e a confiabilidade das estimativas adotadas.

4.1.2 Aspectos Regulatórios

A nova usina enquadra-se no segmento de produção de biometano, com destinação à comercialização no mercado de combustíveis automotivos, especialmente para abastecimento veicular (GNV). Nesse contexto, o enquadramento regulatório do projeto fundamenta-se na Lei nº 13.576/2017 [62], que instituiu a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio). A referida legislação tem como objetivo promover a expansão sustentável da produção e do uso de biocombustíveis na matriz energética brasileira, ampliando sua competitividade e contribuindo para a redução da intensidade de carbono do setor de transportes. Para alcançar tais objetivos, o Renova Bio estabeleceu metas compulsórias anuais de descarbonização aplicáveis às distribuidoras de combustíveis, as quais devem comprovar o cumprimento dessas metas por meio da aquisição de Créditos de Descarbonização (CBIO's), emitidos por produtores certificados de biocombustíveis, conforme regulamentação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Dessa forma, o biometano comercializado para fins automotivos passa a integrar o mecanismo de mercado criado pelo programa, associando desempenho ambiental à geração de receita por meio dos CBIO's. Assim, a competitividade do biometano no mercado decorre da combinação entre a receita da venda do combustível e a monetização dos atributos ambientais reconhecidos pelo programa.

A operacionalização do programa é disciplinada por atos infralegais da ANP, especialmente pela Resolução ANP nº 984/2025 [63], que dispõe sobre os critérios de certificação da produção eficiente de biocombustíveis, o credenciamento de firmas inspetoras e a aplicação da metodologia Renova Calc para o cálculo da intensidade de carbono e da correspondente Nota de Eficiência Energético-Ambiental, que representa a diferença entre a intensidade de carbono do combustível fóssil substituto e a intensidade de carbono do biocombustível estabelecida no processo de certificação. Complementarmente, a Resolução ANP nº 802/2019 [64], estabelece os procedimentos para geração do lastro, escrituração e emissão dos CBIO's, assegurando a rastreabilidade dos volumes comercializados.

Para o cálculo da quantidade de CBIO's, inicialmente deve ser calculado o fator de emissão, o qual deve constar no Certificado da Produção Eficiente de Biocombustíveis, que será multiplicado pelo volume em litros informado na Nota Fiscal Eletrônica (NF-e), conforme a equação (4.1) [64]:

$$f = NEEA * fe_{legível} * Q * PCI * 10^{-6} \quad (4.1)$$

Sendo:

f : o fator de emissão de CBIO;

$NEEA$: Nota de Eficiência Energético-Ambiental (gCO₂eq/MJ);

$f_{elegível}$: fração do volume de biocombustível elegível (%);

Q : a massa específica do biocombustível (t/m³)

PCI : o poder calorífico do biocombustível, em MJ/kg.

Considerando um cenário com transporte rodoviário do biometano até o ponto de entrega, a simulação na ferramenta Renova Calc indicou intensidade de carbono de aproximadamente 3,5 gCO₂e/MJ, valor compatível com empreendimentos de biometano oriundo de aterro sanitário com elevada eficiência de captura de metano e logística regional. Assim, utilizando o valor do combustível fóssil substituto disponível na Renova Calc, no valor de 86,70 gCO₂e/MJ, obteve-se em um NEEA de 83,2 gCO₂e/MJ.

Assim, considerando a massa específica do biometano 0,72 kg/Nm³ (equivalente a 0,00072 t/Nm³), poder calorífico inferior de 50 MJ/kg e fração elegível de 100%, obtém-se um fator de geração de aproximadamente $f = 3 \times 10^{-6}$ tCO₂/Nm³. Com isso, é possível verificar que são necessários cerca de 334 Nm³ de biometano para a emissão de um Crédito de Descarbonização (CBIO), evidenciando a relação entre o volume comercializado e o potencial de geração de créditos no âmbito do Renova Bio.

Complementarmente, no que se refere às especificações técnicas do produto, aplica-se a Resolução ANP nº 886/2022 [48], que define os padrões de qualidade do biometano, inclusive aquele oriundo de resíduos sólidos urbanos, assegurando sua conformidade para comercialização como combustível veicular.

4.2 Receitas

A receitas da usina são provenientes da comercialização de biometano por meio de contrato firmado com distribuidora de combustíveis e da venda de CBIO's. Nesse contexto, a Tabela 4.7 apresenta os dados referentes à produção de biometano, bem como as receitas estimadas com a venda desse produto, considerando o ano de 2025 para a simulação. Destaca-se que a vazão considerada no estudo corresponde a um percentual de recuperação do sistema PSA de 95,2%, associado a uma performance operacional da planta de 97%, parâmetros que refletem a eficiência técnica adotada nas projeções econômicas.

Tabela 4.7: Dados relativos à venda de biometano

Mês Referência	Vazão Biogás (Nm3)	Vazão Biometano (Nm3)	Valor Unit (R\$)	Receita venda Biometano
Janeiro	1.830.240,0	861.959,58	R\$ 3,54	R\$ 3.051.336,91
Fevereiro	1.653.120,0	778.544,14	R\$ 3,54	R\$ 2.756.046,26
Março	1.830.240,0	861.959,58	R\$ 3,54	R\$ 3.051.336,91
Abril	1.771.200,0	834.154,43	R\$ 3,54	R\$ 2.952.906,68
Mai	1.830.240,0	861.959,58	R\$ 3,54	R\$ 3.051.336,91
Junho	1.771.200,0	834.154,43	R\$ 3,54	R\$ 2.952.906,68
Julho	1.830.240,0	861.959,58	R\$ 3,54	R\$ 3.051.336,91
Agosto	1.830.240,0	861.959,58	R\$ 3,54	R\$ 3.051.336,91
Setembro	1.771.200,0	834.154,43	R\$ 3,54	R\$ 2.952.906,68
Outubro	1.830.240,0	861.959,58	R\$ 3,54	R\$ 3.051.336,91
Novembro	1.771.200,0	834.154,43	R\$ 3,54	R\$ 2.952.906,68
Dezembro	1.830.240,0	861.959,58	R\$ 3,54	R\$ 3.051.336,91
Total	21.549.600,00	10.148.878,92	-	R\$ 35.927.031,35

Adicionalmente, considera-se a receita com a venda dos CBIO's através de negociação em bolsa de valores (B3), gerados através da produção do biometano, conforme a Tabela 4.8:

Tabela 4.8: Dados relativos a venda de Cbios

Mês Referência	Vazão Biometano (Nm3)	Valor Unit (R\$)	Qtde Cbios	Receita venda Cbios
Janeiro	861.959,58	R\$ 30,00	2.580,72	R\$ 77.421,52
Fevereiro	778.544,14	R\$ 30,00	2.330,97	R\$ 69.929,11
Março	861.959,58	R\$ 30,00	2.580,72	R\$ 77.421,52
Abril	834.154,43	R\$ 30,00	2.497,47	R\$ 74.924,05
Mai	861.959,58	R\$ 30,00	2.580,72	R\$ 77.421,52
Junho	834.154,43	R\$ 30,00	2.497,47	R\$ 74.924,05
Julho	861.959,58	R\$ 30,00	2.580,72	R\$ 77.421,52
Agosto	861.959,58	R\$ 30,00	2.580,72	R\$ 77.421,52
Setembro	834.154,43	R\$ 30,00	2.497,47	R\$ 74.924,05
Outubro	861.959,58	R\$ 30,00	2.580,72	R\$ 77.421,52
Novembro	834.154,43	R\$ 30,00	2.497,47	R\$ 74.924,05
Dezembro	861.959,58	R\$ 30,00	2.580,72	R\$ 77.421,52
Total	10.148.878,92	-	30.385,87	R\$ 911.575,95

4.3 Despesas

A usina permanece adotando o regime tributário de lucro presumido, aplicando-se o percentual de presunção de 8% para fins de apuração do IRPJ e de 12% para a CSLL, tanto sobre a receita decorrente da venda de biometano quanto a relativa à venda de CBIO's, sendo esta última classificada tributariamente como receita operacional acessória vinculada à atividade principal da empresa. Nominalmente, pode-se citar:

- **Tributos federais:** Ocorre a incidência de tributos federais PIS (0,65%) e COFINS (3%) sobre a receita bruta da venda de biometano e CBIO's, conforme legislação vigente;
- **Imposto de Renda:** O Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) incide sobre a venda de biometano e CBIO's com percentual de 15 % sobre o lucro presumido, com acréscimo de 10 % sobre o valor que ultrapassar a base de cálculo de R\$ 60.000,00 (trimestral), conforme legislação vigente;
- **Custos operacionais:** São referentes aos custos com a operação da usina, tais como: folha de pagamento de funcionários, compra de energia elétrica, compra de insumos do sistema de captação de gás e dos processos de purificação do biogás, manutenção dos equipamentos existentes na planta.
- **Depreciação:** É necessário considerar no cálculo das despesas as depreciações administrativa e operacional, sendo a depreciação administrativa relativa aos bens utilizados nas atividades administrativas e a depreciação operacional relativa aos equipamentos utilizados na operação da usina. Como trata-se de uma nova planta, a depreciação operacional foi calculada sobre o valor total do investimento: R\$ 48.981.082,00.

A Tabela 4.9 traz os valores das despesas do empreendimento, acima citadas, tendo como base o ano de 2025:

Tabela 4.9: Despesas do empreendimento

Mês Referência	Tributos		Custos Operacionais		Depreciação/Impostos	
	PIS/COFINS (R\$)	ICMS (R\$)	Manutenção, insumos, Folha de pagamento (R\$)	Compra de Energia Elétrica (R\$)	Depreciação Adm + Operacional (R\$)	IRPJ/CSL (R\$)
Janeiro	114.199,68	549.240,64	690.592,25	401.831,42	410.509,02	0
Fevereiro	103.148,10	496.088,33	690.592,25	362.944,51	410.509,02	0
Março	114.199,68	549.240,64	690.592,25	388.869,12	410.509,02	273.771,55
Abril	110.515,82	531.523,20	690.592,25	401.831,42	410.509,02	0
Mai	114.199,68	549.240,64	690.592,25	388.869,12	410.509,02	0
Junho	110.515,82	531.523,20	690.592,25	388.869,12	410.509,02	276.880,13
Julho	114.199,68	549.240,64	690.592,25	401.831,42	410.509,02	0
Agosto	114.199,68	549.240,64	690.592,25	401.831,42	410.509,02	0
Setembro	110.515,82	531.523,20	690.592,25	388.869,12	410.509,02	279.988,70
Outubro	114.199,68	549.240,64	690.592,25	401.831,42	410.509,02	0
Novembro	110.515,82	531.523,20	690.592,25	388.869,12	410.509,02	0
Dezembro	114.199,68	549.240,64	690.592,25	401.831,42	410.509,02	279.988,70
Total	1.344.609,14	6.466.865,61	8.287.107,00	4.718.278,63	4.926.108,20	1.110.629,08

4.4 Resultado Operacional e Lucro Líquido

Na Tabela 4.10, apresentam-se o resultado operacional, o lucro líquido e a margem líquida final da usina analisada, considerando a operação no ano de 2025. Destaca-se que nesse período as margens líquidas variam entre aproximadamente 20% e 31%, indicando boa eficiência operacional e previsibilidade dos resultados. Além disso, o lucro líquido anual acumulado é expressivo, no valor de R\$ 9.985.009,60 reforçando a capacidade do empreendimento em gerar resultados financeiros positivos.

Tabela 4.10: Resultados financeiros do empreendimento

Mês Referência	Receitas Biometano + CBIO's (R\$)	Despesas Operacionais + Tributos (R\$)	Resultado Operacional (R\$)	IRPJ/CSLL + Depreciação (R\$)	Lucro Líquido Final (R\$)	Margem Líquida Final (%)
Janeiro	3.128.758,43	1.755.863,99	1.372.894,44	410.509,02	962385,42	31%
Fevereiro	2.825.975,37	1.652.773,19	1.173.202,18	410.509,02	762693,16	27%
Março	3.128.758,43	1.742.901,69	1.385.856,74	684.280,57	701576,17	22%

Abril	3.027.830,73	1.734.462,69	1.293.368,04	410.509,02	882859,02	29%
Mai	3.128.758,43	1.742.901,69	1.385.856,74	410.509,02	975347,72	31%
Junho	3.027.830,73	1.721.500,39	1.306.330,34	687.389,15	618941,19	20%
Julho	3.128.758,43	1.755.863,99	1.372.894,44	410.509,02	962385,42	31%
Agosto	3.128.758,43	1.755.863,99	1.372.894,44	410.509,02	962385,42	31%
Setembro	3.027.830,73	1.721.500,39	1.306.330,34	690.497,72	615832,62	20%
Outubro	3.128.758,43	1.755.863,99	1.372.894,44	410.509,02	962385,42	31%
Novembro	3.027.830,73	1.721.500,39	1.306.330,34	410.509,02	895821,32	30%
Dezembro	3.128.758,43	1.755.863,99	1.372.894,44	690.497,72	682396,72	22%
Total	36.838.607,30	20.816.860,38	16.021.746,92	6.036.737,32	9.985.009,60	27%

4.5 Considerações Finais

O estudo de caso detalhado neste capítulo demonstrou a viabilidade técnica da conversão da planta de biogás para a produção de biometano, comprovando que a adoção de tecnologias de purificação (*upgrading*) permite atingir os padrões de qualidade exigidos pela Resolução ANP nº 886/2022. A análise revelou que a infraestrutura necessária para o refino, embora demande um investimento inicial considerável, transforma o biogás bruto em um energético de alto valor agregado, capaz de substituir o gás natural ou o diesel com elevada eficiência.

Do ponto de vista econômico, os resultados preliminares indicaram que a rota do biometano apresenta uma estrutura de receitas promissora, sustentada por uma menor exposição às variações bruscas do PLD que afetam a geração de eletricidade. Assim, as análises deste capítulo consolidam o biometano como uma alternativa estratégica e financeiramente sólida, fornecendo a base necessária para a comparação final entre as duas rotas de aproveitamento energético que será apresentada na sequência deste trabalho.

CAPÍTULO V

5 ANÁLISE COMPARATIVA E VIABILIDADE ECONÔMICA

Neste capítulo será apresentada uma análise econômico-financeira comparativa entre a manutenção da planta de biogás já existente e voltada à geração de eletricidade e a alternativa de transição deste empreendimento para a produção de biometano. Para tanto, serão elaborados fluxos de caixa projetados para ambos os cenários, bem como realizada a análise de viabilidade por meio da aplicação de métodos consagrados de avaliação de investimentos de capital, com destaque para o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR), bem como análise de tempo de *payback*.

5.1 Considerações Gerais acerca da Análise a Ser Realizada

A tomada de decisão entre a manutenção de um projeto existente ou a realização de um novo investimento requer a condução de uma avaliação econômico-financeira estruturada, capaz de fornecer subsídios consistentes para a escolha da alternativa mais vantajosa. Nesse contexto, reconhece-se que o valor de um projeto está diretamente associado à sua capacidade de gerar renda econômica ao longo do tempo, por meio da geração de fluxos de caixa futuros [65].

Considerando que as decisões de investimento se caracterizam pela ocorrência de fluxos de caixa distribuídos ao longo do tempo, torna-se necessário que os critérios de avaliação econômica incorporem o princípio do valor do dinheiro no tempo, de modo a permitir a comparação consistente entre diferentes alternativas. Além disso, tais análises devem contemplar aspectos relacionados ao risco e ao retorno dos investimentos, assegurando maior robustez ao processo decisório [66].

No contexto do presente estudo, este capítulo será dedicado a apresentar uma análise econômico-financeira comparativa entre a manutenção da planta de biogás voltada à geração de energia elétrica e a alternativa de transição do empreendimento para a produção de biometano. A comparação entre esses cenários justifica-se pela necessidade de avaliar, de forma sistematizada, os impactos econômicos associados à continuidade da operação atual em relação à adoção de uma nova configuração produtiva.

Para tanto, serão elaborados fluxos de caixa projetados para ambos os cenários, considerando um horizonte temporal compatível com a vida econômica do empreendimento. No caso do cenário atual, a projeção baseia-se no desempenho histórico da operação, contemplando receitas, custos operacionais e eventuais investimentos necessários à sua continuidade. Ressalta-se que investimentos já realizados não serão considerados na análise, por se caracterizarem como custos afundados, sem relevância para a decisão presente.

Já o cenário proposto incorpora os dispêndios de capital necessários à sua implantação, bem como as estimativas de receitas e custos ao longo do período de análise. A análise de viabilidade é realizada por meio da aplicação de métodos consagrados de análise de investimentos de capital, com destaque para o VPL, TIR e *Payback*, os quais possibilitam mensurar a atratividade econômica do cenário proposto. Dessa forma, busca-se estabelecer uma base analítica consistente para a comparação entre as alternativas, contribuindo para a identificação da opção que melhor atenda ao objetivo de maximização do lucro.

A literatura de finanças corporativas estabelece que a avaliação de investimentos deve ser baseada em fluxos de caixa, e não em resultados contábeis, considerando-se apenas os efeitos que impactam efetivamente as entradas e saídas de recursos [66], [67]. Considerando que o regime tributário adotado é o lucro presumido, a depreciação não impacta diretamente a apuração dos tributos, uma vez que estes são calculados com base na receita bruta. Dessa forma, os fluxos de caixa foram estimados a partir das entradas e saídas efetivas de recursos, não sendo necessário o ajuste referente à depreciação.

5.2 Viabilidade Econômica para a Produção de Biometano

Para a análise da viabilidade econômico-financeira da produção de biometano, inicialmente, foram realizadas projeções de receitas, despesas, resultado operacional e lucro líquido ao longo do horizonte de análise do projeto, estabelecido em 20 anos. Esse período foi definido com base na vida útil e econômica dos principais ativos envolvidos no processo produtivo, bem como na necessidade de considerar os efeitos financeiros de longo prazo do investimento, de modo a garantir maior consistência na avaliação dos retornos esperados. Destaca-se que as projeções futuras foram corrigidas a uma taxa de 4%, correspondente à estimativa de inflação anual, de modo a manter a coerência temporal dos valores considerados e possibilitar a adequada comparação entre os fluxos ao longo do período analisado. Os valores de projeções dos itens citados podem ser visualizados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1: Projeções financeiras do projeto

Período (anos)	Receitas (R\$)	Opex + Tributos (R\$)	Resultado Operacional	IR/CSLL	Lucro Líquido
1	36.838.607,39	20.857.167,11	15.981.440,28	1.110.629,11	14.870.811,18
2	38.312.151,69	21.691.453,79	16.620.697,9	1.156.014,27	15.464.683,62
3	39.844.637,76	22.559.111,94	17.285.525,81	1.203.214,84	16.082.310,97
4	41.438.423,27	23.461.476,42	17.976.946,84	1.252.303,44	16.724.643,41
5	43.095.960,20	24.399.935,48	18.696.024,72	1.303.355,57	17.392.669,14
6	44.819.798,60	25.375.932,9	19.443.865,71	1.356.449,80	18.087.415,91
7	46.612.590,55	26.390.970,21	20.221.620,33	1.411.667,79	18.809.952,55
8	48.477.094,17	27.446.609,02	21.030.485,15	1.469.094,50	19.561.390,65
9	50.416.177,94	28.544.473,38	21.871.704,55	1.528.818,28	20.342.886,27
10	52.432.825,05	29.686.252,32	22.746.572,74	1.590.931,01	21.155.641,72
11	54.530.138,06	30.873.702,41	23.656.435,65	1.655.528,25	22.000.907,39

12	56.711.343,58	32.108.650,51	24.602.693,07	1.722.709,38	22.879.983,69
13	58.979.797,32	33.392.996,53	25.586.800,79	1.792.577,76	23.794.223,04
14	61.338.989,22	34.728.716,39	26.610.272,83	1.865.240,87	24.745.031,96
15	63.792.548,78	36.117.865,04	27.674.683,74	1.940.810,50	25.733.873,24
16	66.344.250,74	37.562.579,65	28.781.671,09	2.019.402,92	26.762.268,17
17	68.998.020,76	39.065.082,83	29.932.937,93	2.101.139,04	27.831.798,89
18	71.757.941,60	40.627.686,15	31.130.255,45	2.186.144,60	28.944.110,85
19	74.628.259,26	42.252.793,59	32.375.465,67	2.274.550,39	30.100.915,28
20	77.613.389,63	43.942.905,33	33.670.484,29	2.366.492,40	31.303.991,89

5.2.1 Cálculo do VPL (Valor Presente Líquido)

O uso do indicador VPL é considerado uma técnica sofisticada para orçamento de capital a qual considera o valor do dinheiro no tempo. Para tanto, os valores de fluxos de caixa projetados são trazidos ao valor monetário atual através de uma taxa de desconto, conhecida como Taxa Mínima de Atratividade (TMA) ou taxa de custo de oportunidade. [66] Essa taxa corresponde ao mínimo que se pretende ganhar ao realizar um investimento. Não existe um método específico para o cálculo da TMA, no entanto alguns fatores devem ser levados em consideração: liquidez, risco do investimento e inflação. Geralmente, a TMA é baseada nas principais taxas de juros praticadas no mercado [68].

Neste estudo, adotou-se uma TMA de 10% ao ano, bastante usual em estudos de viabilidade econômico-financeira, estabelecida com base nas taxas de juros vigentes no mercado brasileiro e nas alternativas de investimento de baixo risco disponíveis, de modo a refletir o custo de oportunidade do capital e fornecer um parâmetro adequado para a avaliação da atratividade econômica do projeto.

Para o cálculo do VPL, utiliza-se: $VPL = \text{Valor presente das entradas de caixa} - \text{Investimento inicial}$, conforme a equação (5.1), onde FC_0 é o investimento inicial, FC as projeções do fluxo de caixa e r a taxa de desconto (TMA), sendo que: se o $VPL > 0$, aceita-se o projeto, e, se $VPL < 0$, rejeita-se o projeto [66]:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} - FC_0 \quad (5.1)$$

Para o cenário analisado, obteve-se um VPL de R\$ 118.077.524,16, o que evidencia a capacidade do projeto de gerar valor econômico adicional e reforça sua atratividade conforme os critérios de decisão adotados.

5.2.2 Taxa Interna de Retorno (TIR) do projeto

De maneira geral, a TIR corresponde à taxa de retorno anual implícita de um investimento. Do ponto de vista matemático, é definida como a taxa de desconto que anula o VPL do projeto, isto é, aquela que iguala o valor presente dos fluxos de caixa futuros ao investimento inicial, conforme expresso na equação (5.2) [66]:

$$\sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} = FC_0 \quad (5.2)$$

Como critério de decisão adota-se: se a $TIR > TMA$, aceita-se o projeto, e, se $TIR < TMA$, rejeita-se o projeto. Esse critério assegura que o investimento proporcione, no mínimo, o retorno exigido, alinhando-se ao objetivo de geração de valor para a empresa. Procedendo-se o cálculo da TIR estimada do projeto, obteve-se uma taxa de 34%, valor superior à TMA à qual estipulada em 10%, o que reforça a viabilidade econômica do projeto.

5.2.3 Período de *Payback*

O período de *payback* corresponde ao tempo necessário para que o investimento inicial, de um projeto seja recuperado. Este investimento é denominado CAPEX, o qual corresponde aos investimentos realizados em ativos de longo prazo, destinados à implantação, expansão ou manutenção da capacidade produtiva do projeto. O tempo de *payback* é um indicador amplamente utilizado em análises de investimento devido à sua facilidade de aplicação. Para sua determinação, calcula-se o prazo necessário para que o montante investido seja recuperado por meio dos fluxos líquidos de caixa. No caso de fluxos de caixa constantes, o *payback* pode ser obtido dividindo-se o valor do investimento inicial pelo fluxo de caixa líquido anual. No entanto, recomenda-se que este indicador seja calculado com base no fluxo de caixa descontado, sendo definido como o tempo necessário para que o VPL passe de negativo para positivo [66], [67].

Desta forma, realizou-se as projeções do fluxo de caixa descontados à TMA de 10% para o cálculo do *payback*, conforme Tabela 5.2:

Tabela 5.2: Projeções fluxo de caixa (descontado)

Período (anos)	Lucro Líquido (R\$)	FC Projeto Descontado (R\$)	FC Acumulado Descontado (R\$)
0		-48.981.082,00	-48.981.082,00
1	14.870.811,18	14.870.811,18	-34.110.270,82
2	15.464.683,62	15.464.683,62	-18.645.587,20
3	16.082.310,97	16.082.310,97	-2.563.276,23
4	16.724.643,41	16.724.643,41	14.161.367,18
5	17.392.669,14	17.392.669,14	31.554.036,32
6	18.087.415,91	18.087.415,91	49.641.452,23
7	18.809.952,55	18.809.952,55	68.451.404,78
8	19.561.390,65	19.561.390,65	88.012.795,42
9	20.342.886,27	20.342.886,27	108.355.681,70
10	21.155.641,72	21.155.641,72	129.511.323,40
11	22.000.907,39	22.000.907,39	151.512.230,80
12	22.879.983,69	22.879.983,69	174.392.214,50
13	23.794.223,04	23.794.223,04	198.186.437,50
14	24.745.031,96	24.745.031,96	222.931.469,50
15	25.733.873,24	25.733.873,24	248.665.342,70
16	26.762.268,17	26.762.268,17	275.427.610,90
17	27.831.798,89	27.831.798,89	303.259.409,80
18	28.944.110,85	28.944.110,85	332.203.520,60
19	30.100.915,28	30.100.915,28	362.304.435,90
20	31.303.991,89	31.303.991,89	393.608.427,80

A determinação do período máximo de *payback* aceitável é responsabilidade da administração da empresa e geralmente é definido de maneira subjetiva, levando em conta diversos aspectos, como o nível de risco do investimento, tipo de projeto (expansão, substituição, renovação, entre outros), e a relação esperada entre este indicador e o valor da empresa [66].

A Figura 5.1 apresenta a evolução do fluxo de caixa acumulado ao longo do horizonte de análise, evidenciando a recuperação do investimento inicial por volta de 3,74 anos (*payback*), conforme destacado na figura. A partir desse ponto, observa-se crescimento contínuo do fluxo acumulado, indicando a geração de valor ao longo do tempo, reforçando sua atratividade econômica.

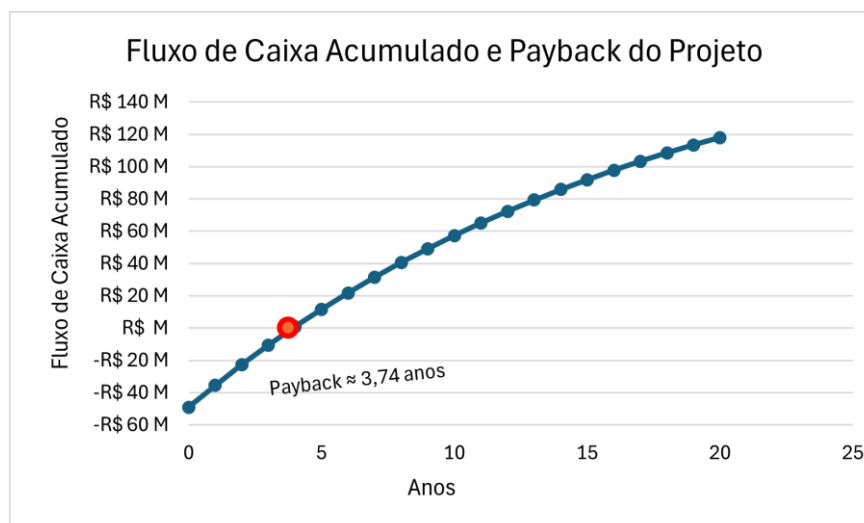


Figura 5.1: *Payback* do projeto

5.3 Projeção do Cenário de Geração de Energia Elétrica

Para possibilitar a comparação entre os dois cenários, foram projetadas as receitas, despesas, resultado operacional e lucro líquido associados à geração de energia elétrica, conforme a Tabela 5.3. Esses valores foram corrigidos a uma taxa de 4%, correspondente à estimativa de inflação anual, de modo a garantir a comparabilidade dos fluxos ao longo do período analisado.

Tabela 5.3: Projeções financeiras do cenário atual

Período (anos)	Receitas (R\$)	Opex + Tributos (R\$)	Resultado Operacional	IR/CSLL	Lucro Líquido
1	19.441.625,00	11.358.744,01	8.082.880,99	1.110.765,77	6.972.115,22
2	20.219.290,00	11.813.093,77	8.406.196,23	1.157.116,40	7.249.079,83
3	21.028.061,60	12.285.617,52	8.742.444,08	1.205.321,05	7.537.123,03
4	21.869.184,06	12.777.042,22	9.092.141,84	1.255.453,89	7.836.687,95
5	22.743.951,43	13.288.123,91	9.455.827,52	1.307.592,05	8.148.235,47
6	14.919.331,53	12.323.676,79	2.595.654,74	435.515,41	2.160.139,33
7	15.516.104,79	12.816.623,86	2.699.480,93	453.896,03	2.245.584,90
8	16.136.748,98	13.329.288,82	2.807.460,17	473.011,87	2.334.448,30
9	16.782.218,94	13.862.460,37	2.919.758,57	492.892,34	2.426.866,23
10	17.453.507,70	14.416.958,78	3.036.548,92	513.568,04	2.522.980,88
11	18.151.648,01	14.993.637,14	3.158.010,87	535.070,76	2.622.940,11
12	18.877.713,93	15.593.382,62	3.284.331,31	557.433,59	2.726.897,72
13	19.632.822,49	16.217.117,93	3.415.704,56	580.690,93	2.835.013,63

14	20.418.135,39	16.865.802,64	3.552.332,74	604.878,57	2.947.454,17
15	21.234.860,80	17.540.434,75	3.694.426,05	630.033,71	3.064.392,34
16	22.084.255,23	18.242.052,14	3.842.203,09	656.195,06	3.186.008,03
17	22.967.625,44	18.971.734,22	3.995.891,22	683.402,86	3.312.488,35
18	23.886.330,46	19.730.603,59	4.155.726,87	711.698,98	3.444.027,89
19	24.841.783,68	20.519.827,74	4.321.955,94	741.126,94	3.580.829,00
20	25.835.455,03	21.340.620,85	4.494.834,18	771.732,01	3.723.102,16

Em seguida, foi projetado o fluxo de caixa do empreendimento ao longo de um horizonte de 20 anos. Consideraram-se, ainda, investimentos em CAPEX relacionados à substituição do *short block* (núcleo do motor) dos motores nos anos 2, 8 e 14, refletindo a necessidade de manutenção da capacidade operacional ao longo do período analisado, conforme visualiza-se na Tabela 5.4.

Tabela 5.4: Projeções de fluxo de caixa do empreendimento

Período (anos)	Lucro Líquido (R\$)	Capex (R\$)	FC do	
			empreendimento (R\$)	FC acumulado (R\$)
1	6.972.115,22		6.972.115,22	6.972.115,22
2	7.249.079,83	8.100.000,00	-850.920,17	6.121.195,06
3	7.537.123,03		7.537.123,03	13.658.318,08
4	7.836.687,95		7.836.687,95	21.495.006,03
5	8.148.235,47		8.148.235,47	29.643.241,50
6	2.160.139,33		2.160.139,33	31.803.380,83
7	2.245.584,90		2.245.584,90	34.048.965,73
8	2.334.448,30	10.249.084,05	-7.914.635,75	26.134.329,98
9	2.426.866,23		2.426.866,23	28.561.196,21
10	2.522.980,88		2.522.980,88	31.084.177,09
11	2.622.940,11		2.622.940,11	33.707.117,20
12	2.726.897,72		2.726.897,72	36.434.014,92
13	2.835.013,63		2.835.013,63	39.269.028,55
14	2.947.454,17	12.968.360,97	-10.020.906,80	29.248.121,75
15	3.064.392,34		3.064.392,34	32.312.514,09
16	3.186.008,03		3.186.008,03	35.498.522,12
17	3.312.488,35		3.312.488,35	38.811.010,48
18	3.444.027,89		3.444.027,89	42.255.038,36
19	3.580.829,00		3.580.829,00	45.835.867,37
20	3.723.102,16		3.723.102,16	49.558.969,53

A Figura 5.2 apresenta a evolução do lucro líquido do empreendimento no horizonte de tempo estudado. Observa-se que, a partir do ano 6, ocorre uma queda abrupta do lucro líquido, reduzindo-se para cerca de R\$ 2,0 milhões. Esse comportamento está associado, principalmente, à interrupção das receitas provenientes da comercialização de créditos de carbono, devido à finalização da vida útil do projeto, que neste caso era de 15 anos, sem possibilidade de renovação devido às diretrizes do programa de certificação, o que impacta diretamente o resultado do período. Adicionalmente, ao longo do horizonte de análise, são observados efeitos pontuais decorrentes da realização de investimentos periódicos em CAPEX, como a substituição do *short block* dos motores nos anos 2, 8 e 14.

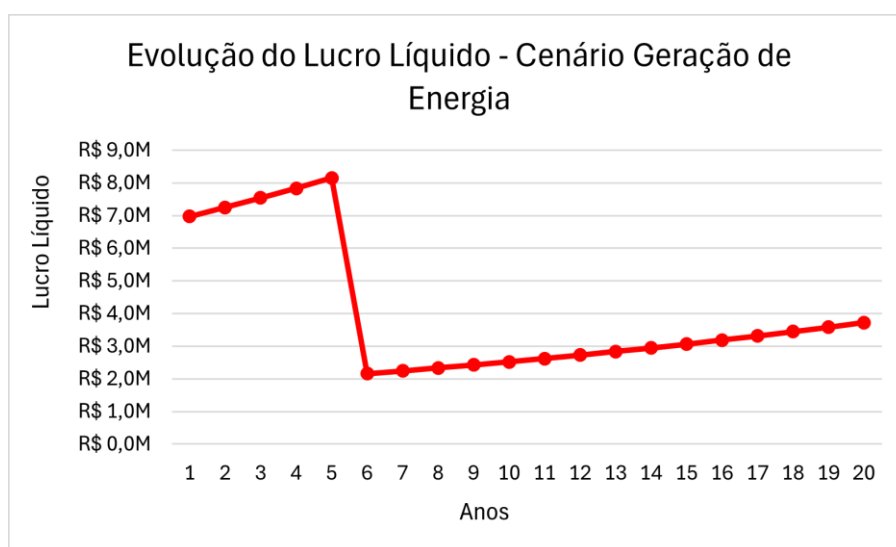


Figura 5.2: Evolução do Lucro Líquido

5.4 Análise Comparativa

A decisão de investimento envolvendo a substituição de um projeto existente por uma nova alternativa é, em geral, motivada pela expectativa de geração de ganhos econômicos superiores. Nesse contexto, torna-se necessário o emprego de metodologias que permitam avaliar, de forma estruturada, os impactos financeiros dessa decisão, considerando simultaneamente a viabilidade do novo projeto e o desempenho do cenário atualmente em operação.

A avaliação de investimentos deve ser realizada com base nos fluxos de caixa relevantes, os quais correspondem às variações decorrentes da decisão de investimento. Em situações que envolvem a escolha entre alternativas, a análise de investimentos deve considerar os fluxos de caixa incrementais, definidos como as diferenças entre os fluxos das opções avaliadas. Dessa

forma, são incorporadas à avaliação apenas as variações decorrentes da decisão de investimento, sendo desconsiderados os custos afundados e demais valores irrelevantes para a escolha. Tal procedimento é amplamente consolidado na literatura de finanças corporativas, por permitir mensurar de maneira mais precisa os efeitos econômicos associados à substituição de um projeto por outro [66], [69].

Adicionalmente, a utilização de fluxos de caixa incrementais permite incorporar, de forma explícita, o custo de oportunidade associado à manutenção do cenário atual, uma vez que a decisão de investimento envolve não apenas a análise da viabilidade do novo projeto, mas também a comparação com os resultados que seriam obtidos caso a operação vigente fosse mantida. Nesse contexto, os indicadores de viabilidade, como o VPL e a TIR, são aplicados à esta metodologia, permitindo a adequada mensuração dos ganhos econômicos associados à adoção da alternativa proposta [66], [69].

No presente estudo, a análise caracteriza-se como uma decisão de substituição, na qual se avalia a conveniência econômica de substituir a operação atual por uma nova alternativa. Assim, para a comparação entre as alternativas consideradas, adotou-se a análise incremental dos fluxos de caixa. Tal abordagem foi adotada para que se possa avaliar de forma mais consistente a superioridade econômica de uma alternativa em relação à outra, fornecendo subsídios mais robustos para a tomada de decisão. Neste íterim, foi projetado o fluxo de caixa incremental referente aos dois cenários, conforme a Tabela 5.5.

Tabela 5.5: Projeções de fluxo de caixa incremental

Período (anos)	Fluxo de Caixa Biometano (R\$)	Fluxo de Caixa Geração de Energia (R\$)	Fluxo de Caixa Incremental (R\$)
0	-48.981.082,00	-	-48.981.082,00
1	14.870.811,18	6.972.115,22	7.898.695,95
2	15.464.683,62	-850.920,17	16.315.603,79
3	16.082.310,97	7.537.123,03	8.545.187,94
4	16.724.643,41	7.836.687,95	8.887.955,46
5	17.392.669,14	8.148.235,47	9.244.433,68
6	18.087.415,91	2.160.139,33	15.927.276,58
7	18.809.952,55	2.245.584,90	16.564.367,64
8	19.561.390,65	-7.914.635,75	27.476.026,40
9	20.342.886,27	2.426.866,23	17.916.020,04
10	21.155.641,72	2.522.980,88	18.632.660,85
11	22.000.907,39	2.622.940,11	19.377.967,28

12	22.879.983,69	2.726.897,72	20.153.085,97
13	23.794.223,04	2.835.013,63	20.959.209,41
14	24.745.031,96	-10.020.906,80	34.765.938,76
15	25.733.873,24	3.064.392,34	22.669.480,90
16	26.762.268,17	3.186.008,03	23.576.260,13
17	27.831.798,89	3.312.488,35	24.519.310,54
18	28.944.110,85	3.444.027,89	25.500.082,96
19	30.100.915,28	3.580.829,00	26.520.086,28
20	31.303.991,89	3.723.102,16	27.580.889,73

A partir dos fluxos incrementais obtidos, procedeu-se à aplicação dos indicadores de viabilidade econômica, VPL e TIR, permitindo avaliar se os benefícios adicionais gerados pelo novo projeto são suficientes para justificar o investimento requerido. Dessa forma, a decisão de adoção da alternativa proposta foi fundamentada na análise desses indicadores, considerando-se como critério de aceitação a obtenção de VPL positivo e TIR superior à TMA estabelecida.

Os resultados encontrados indicaram um VPL de R\$ 91.875.107,43 e uma TIR de 27%, evidenciando a viabilidade econômica do projeto. Neste sentido, a Figura 5.3 apresenta a comparação dos fluxos de caixa dos cenários analisados. Observa-se que o fluxo incremental apresenta valores significativamente superior nos períodos em que o cenário de geração elétrica apresenta desempenho negativo, evidenciando que a alternativa de produção de biometano não apenas gera ganhos adicionais, mas também evita perdas financeiras, reforçando sua atratividade econômica.

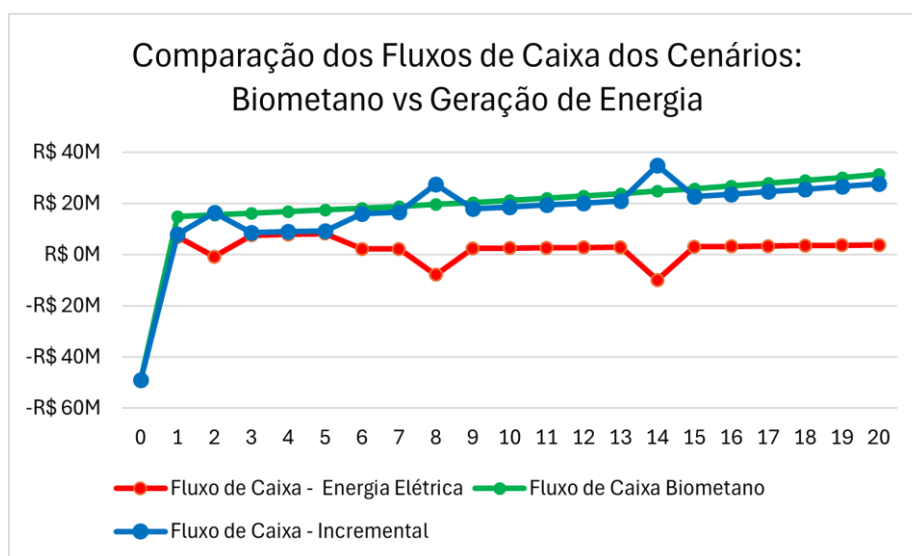


Figura 5.3: Comparação dos fluxos de caixa

5.5 Considerações Finais

A análise comparativa consolidada no Capítulo 5 demonstra que a rota do biometano apresenta uma viabilidade económica significativamente superior à geração de energia elétrica para a planta estudada. Os indicadores financeiros reforçam esta conclusão, com a análise incremental a revelar um VPL de aproximadamente R\$ 91,9 milhões e uma TIR de 27%, valores que superam amplamente as expectativas de rentabilidade e garantem um retorno de capital acelerado.

Além da superioridade nos números, a produção de biometano destaca-se como uma escolha estratégica para mitigar riscos de mercado, uma vez que oferece maior estabilidade de preços em comparação à volatilidade do PLD no setor elétrico. A integração com o programa RenovaBio e a consequente comercialização de CBIO's acrescentam uma camada de valor ambiental e financeiro, posicionando o biometano como a alternativa mais robusta e alinhada às tendências atuais de transição energética no Brasil.

CAPÍTULO VI

6 CONCLUSÕES

Neste capítulo, são apresentadas as conclusões do estudo, contemplando a análise dos resultados obtidos, a avaliação do cumprimento dos objetivos propostos na dissertação e a proposição de sugestões para trabalhos futuros.

O primeiro capítulo teve como objetivo contextualizar o tema, apresentando um panorama da crise climática, seus principais impactos e os desafios relacionados à mitigação das emissões de gases de efeito estufa. Nesse cenário, discutiu-se o papel da transição energética como elemento central na busca por sistemas energéticos mais sustentáveis e diversificados. Além disso, foram apresentados os objetivos do trabalho, sua relevância e a estrutura da dissertação.

No segundo capítulo, buscou-se apresentar o estado da arte referente ao biogás com ênfase nas rotas abordadas neste estudo: geração de energia elétrica e purificação para biometano. Foram discutidos os principais processos tecnológicos envolvidos, bem como aspectos regulatórios e de mercado, permitindo uma compreensão mais abrangente das alternativas disponíveis para o aproveitamento energético do biogás.

No terceiro capítulo, foi analisado o cenário de aproveitamento do biogás para geração de eletricidade na planta estudada, incluindo análise técnica, dados de geração, custos operacionais e receitas associadas ao setor elétrico e à comercialização de créditos de carbono. Essa abordagem possibilitou o diagnóstico da operação atual, além de fornecer uma base consistente para o desenvolvimento das etapas subsequentes da análise.

O capítulo quatro concentrou-se no estudo de caso do aproveitamento do biogás para produção de biometano na planta selecionada. Nesse contexto, foram realizadas avaliações técnicas das adaptações necessárias na usina existente, considerando sua conversão para uma unidade de produção de biometano, incluindo dados de dimensionamento, estimativas de rendimento e requisitos operacionais para o refino do combustível. Assim, considerou-se a transformação da usina atual, originalmente voltada à geração de eletricidade, em uma planta produtora de biometano. Além disso, foram apresentados os custos necessários de investimento, bem como validação destes valores.

No capítulo cinco, foram discutidos os conceitos fundamentais de análise de investimentos, com destaque para os indicadores de viabilidade econômico-financeira, como o VPL, a TIR e o período de *payback*, a fim de subsidiar a análise apresentada. Adicionalmente, foram apresentados os fundamentos teóricos relacionados aos fluxos de caixa relevantes e incrementais, que serviram de base para a comparação entre as alternativas.

Ainda nesse capítulo, foram apresentados e discutidos os resultados obtidos a partir da projeção dos fluxos de caixa tanto para o cenário atual de geração de energia elétrica quanto para o cenário proposto de produção de biometano. A análise contemplou tanto a avaliação isolada do novo projeto quanto a análise incremental em relação à operação existente. Os resultados indicaram que o cenário proposto apresenta viabilidade econômico-financeira,

evidenciada por um Valor Presente Líquido positivo, uma Taxa Interna de Retorno superior à taxa mínima de atratividade e um período de *payback* compatível com os critérios adotados.

Adicionalmente, a análise incremental demonstrou que a substituição da geração de energia elétrica pela produção de biometano proporciona ganhos econômicos ao longo do horizonte de análise. Verificou-se que, em determinados períodos, o cenário atual apresenta desempenho inferior, inclusive com resultados negativos, o que reforça os benefícios associados à adoção da nova alternativa.

Diante dos resultados obtidos, conclui-se que a produção de biometano representa uma alternativa economicamente viável e superior à manutenção do modelo atual, contribuindo para a maximização do valor do empreendimento. Ressalta-se, contudo, que os resultados estão condicionados às premissas adotadas, especialmente no que se refere aos preços de mercado, custos operacionais e parâmetros financeiros considerados na análise.

Como sugestão para trabalhos futuros, recomenda-se avaliar a viabilidade técnica e econômica de configurações híbridas em plantas de produção de biometano, nas quais uma parcela do biogás captado seja destinada à geração de energia elétrica para atendimento do consumo interno da própria unidade. Essa abordagem pode contribuir para a redução da dependência de energia proveniente da rede elétrica, aumentando a eficiência energética do empreendimento e possibilitando uma análise mais abrangente dos benefícios associados ao aproveitamento do biogás. Além disso, a avaliação de diferentes arranjos operacionais poderá auxiliar na definição do equilíbrio ótimo entre a produção de biometano e a geração de energia elétrica, maximizando o retorno econômico e energético do projeto.

Complementarmente, recomenda-se a realização de estudos que avaliem a sensibilidade dos resultados frente a variações nos principais parâmetros do modelo, bem como a análise de cenários alternativos sob diferentes condições de mercado. Adicionalmente, destaca-se a importância da validação dos resultados com base em dados operacionais reais, de forma a aumentar a robustez das conclusões apresentadas.

Por fim, conclui-se que a adoção de metodologias baseadas em fluxos de caixa incrementais se mostrou adequada para a avaliação comparativa entre alternativas, fornecendo subsídios consistentes para a tomada de decisão e evidenciando os benefícios econômicos associados à transição para a produção de biometano.

REFERÊNCIAS

- [1] M. H. F Vital, “Aquecimento global: acordos internacionais, emissões de co2 e o surgimento dos mercados de carbono no mundo”, vol. 48, Rio de Janeiro, 2018, p. 167–244.
- [2] K. Calvin *et al.*, “Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change”, Geneva, jul. 2023. doi: 10.59327/IPCC/AR6-9789291691647.
- [3] “Os países que mais emitiram gases de efeito estufa”, jun. 2024. Acessado: 13 de janeiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.wribrasil.org.br/noticias/os-paises-que-mais-emitiram-gases-de-efeito-estufa>
- [4] “World | Total excluding LULUCF | Greenhouse Gas (GHG) Emissions”. Acessado: 13 de janeiro de 2025. [Online]. Disponível em: https://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions?end_year=2021&source=PIK&start_year=1850
- [5] “O Acordo de Paris”, United Nations Climate Change. Acessado: 12 de dezembro de 2024. [Online]. Disponível em: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement>
- [6] “Sobre a COP30”. Acessado: 26 de maio de 2026. [Online]. Disponível em: <https://cop30.br/pt-br/sobre-a-cop30>
- [7] “COP30 é encerrada com o Pacote de Belém aprovado por 195 países — Secretaria de Comunicação Social”. Acessado: 26 de maio de 2026. [Online]. Disponível em: https://www.gov.br/secom/pt-br/acompanhe-a-secom/noticias/2025/11/cop30-e-encerrada-com-o-pacote-de-belem-aprovado-por-195-paises?utm_source=chatgpt.com
- [8] “Como Trump reverteu a política climática dos EUA durante segundo mandato? | CNN Brasil”. Acessado: 25 de maio de 2026. [Online]. Disponível em: <https://www.cnnbrasil.com.br/internacional/como-trump-reverteu-politica-climatica-dos-eua-durante-segundo-mandato/>
- [9] “Trump ordena a retirada dos EUA do Acordo de Paris e revoga as medidas climáticas de Biden: NPR”. Acessado: 25 de maio de 2026. [Online]. Disponível em: https://www.npr.org/2025/01/21/nx-s1-5266207/trump-paris-agreement-biden-climate-change?utm_source=chatgpt.com
- [10] T. de O. Bredariol, “A oportunidade do Brasil liderar o diálogo global sobre energia e clima – Análise - AIE”. Acessado: 20 de janeiro de 2025. [Online]. Disponível em:

- <https://www.iea.org/commentaries/brazils-opportunity-to-lead-the-global-dialogue-on-energy-and-climate>
- [11] J. K. F. Lemos, “A guerra da Ucrânia e os impactos sobre as estratégias energéticas de Rússia e União Europeia”, *Semina: Ciências Sociais e Humanas*, vol. 45, nº 1, p. 81–94, jul. 2024, doi: 10.5433/1679-0383.2024v45n1p81.
- [12] “Balanço Energético Nacional - Relatório Final 2025 - Ano Base 2024”, 2025. Acessado: 1º de junho de 2026. [Online]. Disponível em: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgiclfefndmkaj/https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-885/topico-771/Relat%C3%B3rio%20Final_BEN%202025.pdf
- [13] S. DA Pereira Silva, A. DA Sylvio Viera Costa, S. Luiz Barbosa Dos Santos, e M. DE Luiz Laia, “A importância da biomassa na matriz energética brasileira”, *Pensar Acadêmico*, vol. 19, nº 2, p. 557–583, maio 2021. <https://doi.org/10.21576/pa.2021v19i2.2306>
- [14] E. Tomiati, E. Leivas, e J. F. Melara, “Estudos do Mercado Livre de Energia”, *Revista FT*, vol. 27, 26 de novembro de 2023. Acessado: 19 de janeiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://revistaft.com.br/estudos-do-mercado-livre-de-energia/>
- [15] “A tarifa de energia no Brasil - Os últimos 10 anos e os reajustes de 2021”, Solstício Energia. Acessado: 25 de janeiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.solsticioenergia.com/saiba-mais/evolucao-tarifa-energia%20brasil?>
- [16] “Preços no mercado livre de energia no Brasil sobem mais de 90% em meio à seca”, Infomoney. Acessado: 25 de janeiro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.infomoney.com.br/business/precos-no-mercado-livre-de-energia-no-brasil-sobem-mais-de-90-em-meio-a-seca/>
- [17] E. Thieme, “Catálogo de Tecnologias e Empresas de Biogás”, Brasília, 2015.
- [18] A. P. Caixeta, “Produção de biogás a partir de resíduos orgânicos utilizando biodigestor anaeróbico”, Monografia, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2017.
- [19] V. Pecora, “Implantação de uma unidade demonstrativa de geração de energia elétrica a partir do biogás de tratamento do esgoto residencial da USP - Estudo de caso”, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.
- [20] L. Reis, “Biogás no Brasil, história e perspectiva de futuro”, Centro Internacional Biogás. Acessado: 24 de abril de 2025. [Online]. Disponível em: <https://cibiogas.org/blog/biogas-no-brasil-historia-e-perspectiva-de-futuro/>

- [21] *Biogás: Tecnologias de Digestão Anaeróbia com Relevância para o Brasil, Substratos, Digestores e Uso do Biogás*, 1^a., vol. Coletânea. Brasília, 2015.
- [22] “Fundamentos do Processo de Digestão Anaeróbia - Portal Energia e Biogás”. Acessado: 3 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://biogaseenergia.com.br/fundamentos-do-processo-de-digestao-anaerobia>
- [23] A. Cavaleiro e M. Alves, “Digestão anaeróbia”, *Revista de Ciência Elementar*, vol. 8, n° 1, mar. 2020, doi: 10.24927/rce2020.009.
- [24] W. R. Ferreira, “Análise do potencial energético territorial do biogás proveniente de aterros sanitários para inserção na matriz elétrica do estado de minas gerais no horizonte de 2050”, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2018.
- [25] “Norma Brasileira Regulamentadora 10004 - Resíduos Sólidos Classificação”, 2004.
- [26] “Panorama dos Resíduos Sólidos no Brasil 2024”, dez. 2024.
- [27] “LEI Nº 12.305”, Brasília, ago. 2010.
- [28] “Panorama do Biogás 2025”, abr. 2026.
- [29] “Divulgado o 15º Relatório Estatístico da Associação Europeia de Biogás: o biogás é um pilar estratégico para a segurança energética, a competitividade e a sustentabilidade - Associação Europeia de Biogás”. Acessado: 4 de junho de 2026. [Online]. Disponível em: <https://www.europeanbiogas.eu/news/eba-statistical-report-2025/>
- [30] “Norma Brasileira Regulamentadora 8419 - Apresentação de projetos de aterros sanitários de resíduos sólidos urbanos”, Rio de Janeiro, 1996.
- [31] “Norma Brasileira Regulamentadora 13896 - Aterros de resíduos não perigosos - Critérios para projeto, implantação e operação”, jun. 1997.
- [32] J. A. V. Piñas, O. J. Venturini, E. E. S. Lora, M. A. de Oliveira, e O. D. C. Roalcaba, “Aterros sanitários para geração de energia elétrica a partir da produção de biogás no Brasil: comparação dos modelos LandGEM (EPA) e Biogás (Cetesb)”, *Rev. Bras. Estud. Popul.*, vol. 33, n° 1, p. 175–188, maio 2016, doi: 10.20947/S0102-309820160009.
- [33] C. Smith *et al.*, “The Earth’s Energy Budget, Climate Feedbacks and Climate Sensitivity Supplementary Material”, 2021.
- [34] J. S. Sá, “Disposição Final de Resíduos”, 2012.
- [35] “Aterro Sanitário | Resíduos Alagoas”. Acessado: 5 de outubro de 2025. [Online]. Disponível em: <http://www.residuossolidos.al.gov.br/sistemas/aterro-sanitario>
- [36] L. C. Lange, Á. L. Cantanhade, e E. N. Teixeira, Orgs., *Resíduos sólidos : projeto, operação e monitoramento de aterros sanitários*. Belo Horizonte, 2008.

- [37] F. C. Gomes, “Conceitos para o Licenciamento Ambiental de Usinas de Biogás”, Brasília, 2016.
- [38] A. Petersson e A. Wellinger, “Biogas upgrading technologies – developments and innovations”, Paris, 2009.
- [39] “Guia Técnico de Aproveitamento Energético de Biogás em Estações de Tratamento de Esgoto”, Brasília, 2017.
- [40] A. Freddo e D. G. Martinez, “Guia Técnico Tecnologias para Dessulfurização de Biogás”, Brasília, 2022.
- [41] “Gás Metano | Poder Calorífico, Gás Natural e Fonte de Energia”. Acessado: 7 de junho de 2026. [Online]. Disponível em: https://www.thermal-engineering.org/methane-gas-heat-value-natural-gas-energy-source/?utm_source=chatgpt.com
- [42] A. Xia, J. Cheng, e J. D. Murphy, “Innovation in biological production and upgrading of methane and hydrogen for use as gaseous transport biofuel”, *Biotechnol. Adv.*, vol. 34, nº 5, p. 451–472, set. 2016, <https://doi.org/10.1016/j.biotechadv.2015.12.009>
- [43] J. C. C. Zank, L. S. Brandt, R. C. Bezerra, e E. N. Pereira, “As características do biogás e avaliação de substituição de combustíveis”, *Exacta*, vol. 18, nº 3, p. 502–516, jul. 2020, doi: 10.5585/exactaep.v18n3.10802.
- [44] “Descarbonização do Setor de Transporte Rodoviário Intensidade de carbono das fontes de energia”, jun. 2025.
- [45] de J. Souza, “Desempenho energético de diferentes motores geradores em sistemas de geração distribuída de energia elétrica a biogás”, Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Cascavel, 2023.
- [46] André. Alves, “Análise exergoeconomica e exergoambiental de um sistema de trigeração usando gás natural e extensão para o uso do biogás de aterro sanitário.”, Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, 2020.
- [47] “Biometano — Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis”. Acessado: 16 de novembro de 2025. [Online]. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/producao-e-fornecimento-de-biocombustiveis/biometano>
- [48] “Resolução ANP nº 886, de 29 de setembro de 2022.”
- [49] C. Teixeira, R. Costa, A. Mendes, e M. Rocio, “A hora do biometano no Brasil.”, 2024.
- [50] “Mercado Livre – ABRACEEL”. Acessado: 10 de junho de 2026. [Online]. Disponível em: <https://abraceel.com.br/mercado-livre/#diferencas-entre-consumidor-livre-e-cativo>

- [51] “Mercado livre de energia avança e amplia liberdade de escolha para o consumidor brasileiro — Ministério de Minas e Energia”. Acessado: 10 de junho de 2026. [Online]. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mercado-livre-de-energia-avanca-e-amplia-liberdade-de-escolha-para-o-consumidor-brasileiro>
- [52] “Entenda o que é PLD e como é calculado | Portal Solar”. Acessado: 10 de junho de 2026. [Online]. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/pld>
- [53] “O Que é PLD - BBCE”. Acessado: 10 de junho de 2026. [Online]. Disponível em: <https://www.bbce.com.br/o-que-e-pld/>
- [54] “Glossário da Energia - Witzler”. Acessado: 11 de junho de 2026. [Online]. Disponível em: <https://www.witzler.com.br/glossario-da-energia/>
- [55] “Energia Incentivada ou Energia Convencional - Com ou sem desconto na TUSD? | Consultoria em Mercado Livre de Energia | Inter Energia”. Acessado: 11 de junho de 2026. [Online]. Disponível em: <https://interenergia.com.br/single-post/2017/04/energia-incentivada-ou-energia-convencional-com-ou-sem-desconto-na-tusd/>
- [56] “Submódulo 7.2 Classificação de modalidade de operação de usinas”. [Online]. Disponível em: <http://www.ons.org.br>
- [57] R. Nataly Echevarria Huaman e T. Xiu Jun, “Energy related CO₂ emissions and the progress on CCS projects: A review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 31, p. 368–385, mar. 2014, doi: 10.1016/j.rser.2013.12.002.
- [58] “Lucro operacional versus lucro líquido: principais diferenças explicadas | PNC Insights”. Acessado: 8 de fevereiro de 2026. [Online]. Disponível em: <https://www.pnc.com/insights/small-business/manage-business-finances/operating-profit-vs-net-income-key-differences-explained.html>
- [59] “Resolução N° 891/2022 - Leis.org”. Acessado: 4 de abril de 2026. [Online]. Disponível em: <https://leis.org/institucionais/br/anp/lei/resolucao/2022/891/resolucao-n-891-2022-declara-a-revogacao-expressa-de-atos-normativos-para-fins-de-racionalizacao-do-arcahouco-regulatorio-da-anp-em-conformidade-com-o-que-dispoe-o-decreto-n%C2%BA-10139-de-28-de-novembro-de-2019>
- [60] “LFG Energy Project Development Handbook: Project Economics and Financing, Landfill Methane Outreach Program (LMOP)”, 2020.
- [61] N. Kohlheb, M. Wluka, A. Bezama, D. Thrän, A. Aurich, e R. A. Müller, “Environmental-Economic Assessment of the Pressure Swing Adsorption Biogas Upgrading Technology”, *Bioenergy Res.*, vol. 14, n° 3, p. 901–909, set. 2021, doi: 10.1007/s12155-020-10205-9.

- [62] “L13576”. Acessado: 25 de fevereiro de 2026. [Online]. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2017/lei/l13576.htm
- [63] “Resolução 984 2025 da ANP BR”. Acessado: 2 de março de 2026. [Online]. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-984-2025-regulamenta-a-certificacao-da-producao-ou-importacao-eficiente-de-bicombustiveis-de-que-trata-o-art-18-da-lei-n-13576-de-26-de-dezembro-de-2017-e-o-credenciamento-de-firmas-inspetoras>
- [64] “Resolução 802 2019 da ANP BR”. Acessado: 28 de fevereiro de 2026. [Online]. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-802-2019-estabelece-os-procedimentos-para-geracao-de-lastro-necessario-para-emissao-primaria-de-creditos-de-descarbonizacao-de-que-trata-o-art-14-da-lei-n-13576-de-26-de-dezembro-de-2017-e-altera-a-resolucao-anp-n-758-de-23-de-novembro-de-2018>
- [65] H. L. Moreira, C. A. de M. Pinheiro, e E. S. De Sena, “Análise comparativa da viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos e eólicos para microgeração”, *LUMEN ET VIRTUS*, vol. 15, nº 40, p. 4513–4529, set. 2024, doi: 10.56238/levv15n40-034.
- [66] L. J. Gitman, *Princípios da Administração Financeira*, 12º ed. 2010.
- [67] A. Assaf Neto, “Os métodos quantitativos de análise de investimentos”, *Caderno de Estudos*, nº 6, p. 01–16, out. 1992, doi: 10.1590/S1413-92511992000300001.
- [68] “Taxa Mínima de Atratividade: o que é e como usar a TMA”. Acessado: 7 de abril de 2026. [Online]. Disponível em: <https://www.treasy.com.br/blog/taxa-minima-de-atratividade-tma/>
- [69] Alexandre. Assaf Neto, *Finanças corporativas e valor (7a. ed.)*. Editora Atlas S.A., 2000.