



**INSTITUTO LATINO-AMERICANO DE
TECNOLOGIA, INFRAESTRUTURA E
TERRITÓRIO**

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
INTERDISCIPLINAR EM ENERGIA E
SUSTENTABILIDADE - PPGIES**

**CENÁRIOS PARA PRODUÇÃO DE BIOMETANO A PARTIR DE RESÍDUOS DO SETOR
SUCROENERGÉTICO PARANAENSE**

MAURÍCIO CABRAL PENTEADO

Foz do Iguaçu

2022



**INSTITUTO LATINO-AMERICANO DE
TECNOLOGIA, INFRAESTRUTURA E
TERRITÓRIO**

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
INTERDISCIPLINAR EM ENERGIA E
SUSTENTABILIDADE - PPGIES**

**CENÁRIOS PARA PRODUÇÃO DE BIOMETANO A PARTIR DE RESÍDUOS DO SETOR
SUCROENERGÉTICO PARANAENSE**

MAURÍCIO CABRAL PENTEADO

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa De Pós-Graduação Interdisciplinar em Energia e Sustentabilidade do Instituto Latino-Americano de Tecnologia, Infraestrutura e Território da Universidade Federal da Integração Latino-Americana, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Energia e Sustentabilidade.

Orientadora: Prof.^a Dra. Andreia Cristina Furtado
Co-orientador: Prof.Dr. Leonardo da Silva Arrieche

Foz do Iguaçu

2022

Catálogo elaborado pelo Setor de Tratamento da Informação
Catálogo de Publicação na Fonte. UNILA - BIBLIOTECA LATINO-AMERICANA - PTI

P419c

Penteado, Maurício Cabral.

Cenários para produção de Biometano a Partir de resíduos do setor Sucroenergético Paranaense / Maurício Cabral Penteado. - Foz do Iguaçu, 2022.

73 f.: il.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal da Integração Latino-Americana, Instituto Latino-Americano de Tecnologia, Infraestrutura e Território, Programa de Pós-Graduação Interdisciplinar em Energia e Sustentabilidade. Foz do Iguaçu - PR, 2022.

Orientador: Andréia Cristina Furtado.

1. Biogás. 2. Viabilidade Econômica. 3. Biorrefinaria de cana-de-açúcar. I. Furtado, Andréia Cristina. II. Título.

CDU 620.952(816.2)

MAURÍCIO CABRAL PENTEADO

**CENÁRIOS PARA PRODUÇÃO DE BIOMETANO A PARTIR DE RESÍDUOS DO SETOR
SUCROENERGÉTICO PARANAENSE**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa De Pós-Graduação Interdisciplinar em Energia e Sustentabilidade do Instituto Latino-Americano de Tecnologia, Infraestrutura e Território da Universidade Federal da Integração Latino-Americana, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Energia e Sustentabilidade.

BANCA EXAMINADORA

Orientadora: Prof. Dra. Andreia Cristina Furtado
UNILA

Prof. Dr. Leonardo da Silva Arrieche
UNILA

Prof. Dr. Jiam Pires Frigo
UNILA

Profa. Dra. Marcia Regina Marteloza Cassitas Hino
UFPR

Prof. Dr. Lucas Tadeu Fuess
USP

Foz do Iguaçu, 12 de agosto de 2022.

TERMO DE SUBMISSÃO DE TRABALHOS ACADÊMICOS

Nome completo do autor(a): Maurício Cabral Penteado

Curso: Programa De Pós-Graduação Interdisciplinar em Energia e Sustentabilidade do Instituto Latino-Americano de Tecnologia.

Tipo de Documento	
(.....) graduação	(.....) artigo
(.....) especialização	(.....) trabalho de conclusão de curso
(X) mestrado	(.....) monografia
(.....) doutorado	(X) dissertação
	(.....) tese
	(.....) CD/DVD – obras audiovisuais
	(.....) _____

Título do trabalho acadêmico: Cenários para produção de biometano a partir de resíduos do setor sucroenergético paranaense

Nome do orientador(a): Prof. Dra. Andreia Cristina Furtado

Data da Defesa: 12/08/2022

Licença não-exclusiva de Distribuição

O referido autor(a):

a) Declara que o documento entregue é seu trabalho original, e que o detém o direito de conceder os direitos contidos nesta licença. Declara também que a entrega do documento não infringe, tanto quanto lhe é possível saber, os direitos de qualquer outra pessoa ou entidade.

b) Se o documento entregue contém material do qual não detém os direitos de autor, declara que obteve autorização do detentor dos direitos de autor para conceder à UNILA – Universidade Federal da Integração Latino-Americana os direitos requeridos por esta licença, e que esse material cujos direitos são de terceiros está claramente identificado e reconhecido no texto ou conteúdo do documento entregue.

Se o documento entregue é baseado em trabalho financiado ou apoiado por outra instituição que não a Universidade Federal da Integração Latino-Americana, declara que cumpriu quaisquer obrigações exigidas pelo respectivo contrato ou acordo.

Na qualidade de titular dos direitos do conteúdo supracitado, o autor autoriza a Biblioteca Latino-Americana – BIUNILA a disponibilizar a obra, gratuitamente e de acordo com a licença pública *Creative Commons Licença 3.0 Unported*.

Foz do Iguaçu, 01 de setembro de 2022.

Assinatura do Responsável

AGRADECIMENTOS

Aos meus guias espirituais, que estão sempre abrindo caminhos e orientando minha vida para que eu consiga enfrentar os desafios da melhor maneira possível.

Ao meu pai Nelson e minha mãe Janete que nunca pouparam esforços para oferecer todo o suporte necessário para que eu pudesse superar cada uma das etapas percorridas durante essa jornada de aprendizado.

Ao meu irmão e grande amigo Ricardo, que sempre está presente para compartilhar os momentos felizes e difíceis.

Aos meus avós paternos e maternos que foram corajosos e se tornaram agentes de transformação familiar, e a minha tia Jacira, pessoa fundamental para minha criação.

À minha companheira de vida Maria Gabriela, a pessoa mais incrível com quem eu tenho o prazer de partilhar o meu dia a dia, que está sempre presente para oferecer suporte, motivação e amor.

Aos meus amigos Lucas Viana, Luiz Henrique, Thais, Lucas Pontes, Cíntia, Fábio, Débora, Fernando, Thyago, Altemir, Brandes e Bettes por toda a amizade e ajuda, sou muito grato por compartilhar minha vida com pessoas tão especiais.

Ao meu amigo tricolor Erivelton, que sempre me motivou a encarar a jornada acadêmica e me ofereceu grande suporte para desempenhar as atividades do mestrado.

A Prof.^a Dra. Andreia Cristina Furtado e ao Prof. Dr. Leonardo da Silva Arrieche, pela orientação e apoio para o desenvolvimento deste trabalho.

Aos colegas do CIBiogás que colaboram diariamente para meu crescimento profissional, em especial ao meu colega Nícolas que foi fundamental para que eu pudesse desenvolver novas habilidades.

A todo corpo discente, docente, técnico e administrativo do Programa de Pós-graduação Interdisciplinar em Energia e Sustentabilidade – PPGIES da UNILA.

“A sustentabilidade recomenda a
você não jogar destruindo o jogo,
não vencer hoje inviabilizando a
vitória de amanhã”

Clóvis de Barros Filho

PENTEADO, Maurício Cabral. **Cenários para produção de biometano a partir de resíduos do setor sucroenergético paranaense**. 2022. 73 páginas. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal da Integração Latino-Americana, Foz do Iguaçu, 2022.

RESUMO

O setor sucroalcooleiro é uma das principais atividades econômicas do Brasil e se destaca pela alta disponibilidade de biomassa para aproveitamento energético. Neste sentido, o presente estudo buscou avaliar a viabilidade econômica da produção de biometano a partir dos substratos orgânicos deste setor, de modo específico para o estado do Paraná. Foram consideradas as características médias do setor sucroenergético paranaense para estimar a geração de resíduos (vinhaça e torta de filtro) e o respectivo potencial de produção de biometano de uma usina teórica, ou seja, uma usina virtualmente configurada com os parâmetros médios deste estado, e o método de fluxo de caixa descontado foi utilizado para avaliar financeiramente os resultados obtidos. Durante a análise de viabilidade, dois cenários foram avaliados, o cenário “A” considerou o autoconsumo de biometano na logística agrícola da usina e comercialização do volume excedente, enquanto que, o cenário B analisou apenas a comercialização do biometano. Os resultados obtidos indicam que, para representar as características médias do estado, a usina teórica deve ser anexa (produção de etanol e açúcar), com capacidade para processar 10.719 toneladas de cana por dia. O potencial de produção de biogás estimado para uma usina deste porte é de $66.526 \text{ m}^3.\text{dia}^{-1}$ de biogás na safra $13.021 \text{ m}^3.\text{dia}^{-1}$ na entressafra, o teor de metano estimado para o biogás foi de 57,67%. Os indicadores econômicos obtidos no presente estudo apresentam bom desempenho para ambos os cenários: o Cenário “A” possui Taxa Interna de Retorno (TIR) de 17,8%, *payback* de 10,6 anos e Valor Presente Líquido (VPL) de aproximadamente 82 milhões de reais, enquanto que, o Cenário “B” conta com uma TIR igual a 10,71%, 18 anos e 4 meses de *payback* descontado e VPL de 10,6 milhões de reais. Desta forma, foi possível verificar que é viável produzir biometano em uma usina com as características médias do setor sucroenergético paranaense, seja para o autoconsumo e comercialização ou somente comercialização do biocombustível. Além disso, verificou-se que a estratégia que apresenta melhor desempenho financeiro é a que considera o autoconsumo do biometano em uma frota completamente convertida para a tecnologia “diesel-gás” e explora a monetização do biometano excedente a partir da comercialização com clientes externos.

Palavras-chave: biogás; energias renováveis; vinhaça; torta de filtro; viabilidade econômica; biorrefinaria de cana-de-açúcar.

PENTEADO, Maurício Cabral. **Escenarios de producción de biometano a partir de residuos del sector azucarero-energético de Paraná.** 2022. 73 páginas. Disertación de maestría - Universidade Federal da Integração Latino-Americana, Foz do Iguaçu, 2022.

RESUMEN

El sector sucroalcoholero es una de las principales actividades económicas de Brasil y se destaca por la alta disponibilidad de biomasa para uso energético. En este sentido, el presente estudio buscó evaluar la viabilidad económica de la producción de biometano a partir de sustratos orgánicos de este sector, específicamente para el estado de Paraná. Se consideraron las características medias del sector azucarero-energético de Paraná para estimar la generación de residuos (vinaza y torta de filtro) y el respectivo potencial de producción de biometano de una planta teórica, es decir, una planta configurada virtualmente con los parámetros medios de este estado, y se utilizó el método de flujo de caja descontado para evaluar financieramente los resultados obtenidos. Durante el análisis de viabilidad, se evaluaron dos escenarios, el escenario "A" consideraba el autoconsumo de biometano en la logística agrícola de la planta y la comercialización del volumen excedente, mientras que, el escenario B analizaba únicamente la comercialización del biometano. Los resultados obtenidos indican que, para representar las características medias del estado, se debería adjuntar la planta teórica (producción de etanol y azúcar), con capacidad para procesar 10.719 toneladas de caña de azúcar al día. La producción potencial de biogás estimada para una planta de este tamaño es de 66.526 m³.día⁻¹ de biogás en la cosecha 13.021 m³.día⁻¹ en la temporada baja, el contenido de metano estimado para el biogás era del 57,67%. Los indicadores económicos obtenidos en este estudio presentan un buen rendimiento para ambos escenarios: el escenario "A" tiene una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 17,8%, un *payback* de 10,6 años y un Valor Actual Neto (VAN) de aproximadamente 82 millones de reales, mientras que el escenario "B" tiene una TIR igual a 10,71%, 18 años y 4 meses de *payback* descontado y un VAN de 10,6 millones de reales. Así, se pudo comprobar que es factible producir biometano en una planta con las características medias del sector azucarero-energético de Paraná, ya sea para autoconsumo y comercialización o sólo para comercialización de biocombustible. Además, se verificó que la estrategia que presenta el mejor rendimiento financiero es la que considera el autoconsumo de biometano en una flota completamente convertida a la tecnología "diésel-gas" y explora la monetización del excedente de biometano de la comercialización con clientes externos.

Palabras clave: biogás; energía renovable; vinaza; torta de filtración; viabilidad económica; biorrefinería de caña de azúcar.

PENTEADO, Maurício Cabral. **Scenarios for biomethane production from residues of the sugar-energy sector of Paraná.** 2022. 73 pages. Master's Dissertation - Federal University of Latin American Integration, Foz do Iguaçu, 2022.

ABSTRACT

The sugar-alcohol sector is one of the main economic activities in Brazil and stands out for the high availability of biomass for energy use. In this sense, the present study sought to evaluate the economic feasibility of biomethane production from organic substrates of this sector, specifically for the state of Paraná. The average characteristics of the sugar-energy sector in Paraná were considered estimating the generation of residues (vinasse and filter cake) and the respective biomethane production potential of a theoretical plant, that is, a plant virtually configured with the average parameters of this state, and the discounted cash flow method was used to financially evaluate the results obtained. During the feasibility analysis, two scenarios were evaluated. Scenario "A" considered the self-consumption of biomethane in the plant's agricultural logistics and commercialization of the surplus volume, while scenario B analyzed only the commercialization of biomethane. The results obtained indicate that, to represent the average characteristics of the state, the theoretical plant should be attached (ethanol and sugar production), with a capacity to process 10,719 tons of sugar cane per day. The estimated potential biogas production for a plant of this size is 66,526 m³.day⁻¹ of biogas in the harvest 13,021 m³.day⁻¹ in the off-season, the estimated methane content for biogas was 57.67%. The economic indicators obtained in this study present good performance for both scenarios: Scenario "A" has an Internal Rate of Return (IRR) of 17.8%, payback of 10.6 years and Net Present Value (NPV) of approximately 82 million Reais, while Scenario "B" has an IRR equal to 10.71%, 18 years and 4 months of discounted payback and NPV of 10.6 million Reais. Thus, it was possible to verify that it is feasible to produce biomethane in a mill with the average characteristics of the sugar-energy sector of Paraná, either for self-consumption and commercialization or only commercialization of the biofuel. Furthermore, it was found that the strategy that presents the best financial performance is the one that considers the self-consumption of biomethane in a fleet completely converted to "diesel-gas" technology and explores the monetization of the surplus biomethane from the commercialization with external clients.

Keywords: biogas; renewable energy; vinasse; filter cake; economic feasibility; sugarcane biorefinery.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Número de usinas em operação por tipo de matéria prima utilizada.....	16
Figura 2 - Fluxograma da produção de açúcar e etanol por tipo de usina.	16
Figura 3 - Fluxograma simplificado do processo de digestão anaeróbia.	22
Figura 4 - Fluxograma metodológico para caracterização da usina teórica.....	31
Figura 5 - Disposição territorial das usinas de cana-de-açúcar do Paraná.....	38
Figura 6 - Número de usinas por tipo.....	38
Figura 7– Concentração de H ₂ S no biogás por fonte de substrato.....	45
Figura 8 – Resumo do arranjo tecnológico proposto para produção de biometano a partir de resíduos do setor sucroenergético.....	47
Figura 9 – Demanda de biometano por configurações da frota.	49
Figura 10 - Demanda e volume excedente de biometano no período de safra em diferentes configurações da frota.....	49
Figura 11 – Consumo de diesel e emissões de GEE em diferentes configurações da frota.	50
Figura 12 - CAPEX para o cenário A em diferentes configurações da frota.	53
Figura 13 – Variação do preço unitário do gás natural ao longo do tempo.....	54
Figura 14 – Variação do preço médio unitário do diesel.	55
Figura 15 – Variação do preço médio dos CBIOS.....	56
Figura 16 – Geração de receitas para diferentes configurações do cenário A.	57
Figura 17 – Representação gráfica para VPL (I), TIR (II) e payback (III) para diferentes configurações do cenário A.	59
Figura 18 - Análise de sensibilidade em relação ao preço do diesel (I) e preço de comercialização do biometano (II) para diferentes configurações do cenário A.	60
Figura 19 – Análise do VPL no cenário “B”.....	61
Figura 20 – Análise de sensibilidade do CAPEX para o cenário “B”.....	62
Figura 21 – Análise de sensibilidade no preço do biometano para o cenário “B”.	63

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Características físico-químicas dos principais resíduos orgânicos do setor sucroenergético.	19
Tabela 2 - Dados do potencial de produção de biogás de vinhaça de usinas anexas e autônomas.	20
Tabela 3 – Características das tecnologias de produção de biometano.	27
Tabela 4 – Apresentação das premissas utilizadas na modelagem financeira.	35
Tabela 5 – Premissas para estimativa de emissões por tipo de combustível.	37
Tabela 6 - Caracterização da usina teórica.	39
Tabela 7 – Dimensionamento da frota cativa.	40
Tabela 8 - Estimativa de geração de resíduos.	41
Tabela 9 - Balanço de massa para safra e entressafra.	43
Tabela 10 – Detalhamento do CAPEX para os cenários A e B.	51
Tabela 11 – Detalhamento do OPEX para os cenários A e B.	52
Tabela 12 – Apresentação do desempenho financeiro do Cenário “A” e “B”.	63

LISTA DE ABREVIATURAS

ANP	Agência Nacional de Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis
BMP	<i>Biochemical Methane Potential</i> (Potencial Bioquímico de Metano)
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i> (Despesa de Capital)
CHP	<i>Combined Heat and Power</i> (Combinação de Calor e Energia)
COV	Carga Orgânica Volumétrica
CSTR	<i>Continuous Stirred-Tank Reactor</i> (Reator de mistura completa)
DQO	Demanda Química de Oxigênio
ETE	Estações de Tratamento de Esgoto
FC _D	Fluxo de Caixa Descontado
GEE	Gases do Efeito Estufa
GNV	Gás Natural Veicular
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i> (Custo Nivelado de Produção de Energia)
MAPA	Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento
MOS	Matéria Orgânica Seca
OPEX	<i>Operational Expenditure</i> (Despesas Operacionais)
pH	Potencial Hidrogeniônico
PIB	Produto Interno Bruto
PPMv	Partes Por Milhão Por Volume
PROALCOOL	Programa Nacional do Álcool
PSA	<i>Pressure Swing Adsorption</i> (Adsorção por modulação de pressão)
RSU	Resíduos Sólidos Urbanos
SAPCANA	Sistema de Acompanhamento de Produção Canavieira
ST	Sólidos Totais
SV	Sólidos Voláteis
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TRH	Tempo de Retenção Hidráulica
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	12
1.1. OBJETIVO GERAL	14
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	14
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	14
2.1. DA CANA AOS RESÍDUOS	15
2.2. DIGESTÃO ANAERÓBIA	21
2.3. BIOGÁS	22
2.4. BIOMETANO	24
2.4.1. Tecnologias Para Tratamento E Purificação Do Biogás	24
2.4.2. Desafios E Oportunidades Para a Utilização De Biometano	27
2.5. MÉTODOS DE AVALIAÇÃO ECONÔMICA	29
3. METODOLOGIA	30
3.1. CARACTERIZAÇÃO DA UNIDADE	30
3.2. DIMENSIONAMENTO DA PLANTA DE BIOGÁS	32
3.3. MÉTODOS DE AVALIAÇÃO ECONÔMICA	34
4. RESULTADOS	38
4.1. CARACTERIZAÇÃO DA USINA	38
4.2. ESTIMATIVA DE GERAÇÃO DE RESÍDUOS	41
4.3. ANÁLISE DO SISTEMA DE BIODIGESTÃO E ESTIMATIVA DA PRODUÇÃO DE BIOGÁS	42
4.4. TRATAMENTO E PURIFICAÇÃO DO BIOGÁS	45
4.5. DEMANDA E COMERCIALIZAÇÃO DE BIOMETANO	48
4.6. ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA	51
4.6.1. CAPEX e OPEX	51
4.6.2. Monetização do biometano	54
4.6.3. Financiamento	57
4.6.4. Modelagem Financeira	58
5. CONCLUSÃO	64
REFERÊNCIAS	66

1. INTRODUÇÃO

A produção de açúcar e álcool é uma das principais atividades econômicas do Brasil, sendo este é o segundo setor da agropecuária mais relevante na balança comercial do país, pois acumula aproximadamente 12 bilhões de dólares em exportação todos os anos (SEBRAE, 2018). Apesar disso, este segmento industrial ainda apresenta desafios a serem solucionados, principalmente no que tange ao gerenciamento dos seus resíduos (LEITE et al., 2015).

Os resíduos produzidos do setor agrícola ao industrial são a palha, o bagaço, a torta de filtro e a vinhaça. A palha é um resíduo gerado durante a colheita de cana de açúcar e, atualmente, é disposta nas áreas agrícolas para proteger o solo. A torta de filtro e a vinhaça são resíduos do processo industrial usualmente utilizados como fertilizantes orgânicos nas lavouras das respectivas usinas. O bagaço, que também é um resíduo industrial, é amplamente utilizado para geração de termoelectricidade e vapor (JANKE et al., 2015a) e, atualmente, já figura como uma fonte de receita importante para as usinas.

Ao avaliar a possibilidade de produção de energia utilizando substratos orgânicos, Janke et al., (2018) afirmam que a produção de biogás a partir dos resíduos do setor sucroalcooleiro é uma opção interessante, pois, permite a recuperação do potencial energético destes materiais.

O biogás é uma mistura de gases composta principalmente por metano e dióxido de carbono (JOPPERT et al., 2017), e pode conter outros gases em menor concentração. Dada a alta concentração de metano (aproximadamente 60%), o biogás pode ser utilizado para geração de energia térmica, elétrica e biometano (KADAM; PANWAR, 2017).

Junqueira et al. (2016), ao analisarem economicamente diferentes formas de aproveitamento energético do biogás, identificaram que a produção do biometano tem melhor desempenho econômico se comparada à produção de eletricidade. Destaca-se que estes resultados são condizentes apenas com o caso brasileiro, pois Alfonso-Cardero et al. (2021) ao analisarem este mesmo setor em Cuba, identificaram que a eletricidade se sobressaiu à produção de biometano, fato este que está relacionado principalmente à diferença de preço dos energéticos praticados em Cuba e no Brasil.

O biometano é um biocombustível regulado pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) do Brasil, órgão este que é responsável por autorizar e monitorar a produção deste energético no país. O biometano é produzido a partir

da purificação do biogás e contém elevado teor de metano (no mínimo 90%) em sua composição, característica esta que permite que este biocombustível seja considerado análogo e intercambiável ao gás natural (VOLPI; FUESS; MORAES, 2021).

No contexto do setor sucroenergético, De Moraes Duttenkefer et al. (2018) afirmam que a utilização de biogás como biometano em substituto ao diesel na logística (agrícola e industrial) é a forma de utilização mais atrativa do ponto de vista econômico. Entretanto, é preciso ressaltar que a seleção da melhor forma de monetizar este energético deve ser analisada caso a caso, pois o biometano também pode ser comercializado por meio de dutos de distribuição, caso a unidade de produção esteja localizada a uma distância economicamente viável da rede de distribuição.

A purificação de biogás para biometano tem sido amplamente adotada no setor sucroalcooleiro do Brasil. No município de Tamboara-PR o biometano é produzido a partir do biogás (produzido utilizando vinhaça, torta de filtro e palha) excedente à produção de eletricidade e, em breve, será utilizado para suprir a demanda de Gás Natural Veicular (GNV) do município de Maringá-PR (ASPRO, 2021). No município de Nanduba-SP a empresa Cocal, que produz biometano a partir de efluentes do setor sucroalcooleiro, utilizará o biometano para atender via ramal dutoviário a demanda de Presidente Prudente-SP (GASBRASILIANO, 2021).

Além desses exemplos é interessante destacar a iniciativa realizada pela usina de Ivinhema-MS do grupo Adecoagro que está construindo uma planta de biometano para substituir a demanda de diesel da frota cativa da unidade (ADECOAGRO, 2021). Ainda, ressalta-se o contrato de venda de biometano celebrado pela Raízen e a empresa Yara (produtora de fertilizantes) visando o uso deste biocombustível para produção de hidrogênio e amônia (RAÍZEN, 2021).

Diante dos casos supracitados, é notável o massivo movimento do setor sucroenergético para incorporar o biogás em seu portfólio de produtos. De Moraes Duttenkefer et al. (2018) ressaltam que o biogás pode ser um ativo que o setor sucroalcooleiro pode utilizar para impulsionar financeiramente suas atividades, possibilitando o crescimento de regiões e grupos econômicos.

Neste sentido, é necessário destacar as iniciativas realizadas no estado de São Paulo que foram fundamentais para a difusão das externalidades positivas da inserção do biogás na estratégia das usinas sucroenergéticas. O Projeto 27, executado pelo Centro De Pesquisa para Inovação Em Gases De Efeito Estufa (*Research Centre for Greenhouse*

Gas Innovation - RCGI), demonstrou a relevância do biometano para aumentar a oferta de gás natural no estado paulista, e ofereceu informações estratégicas para o planejamento estadual (JOPPERT et al., 2018).

É interessante ressaltar que, apesar de possuir menor representatividade quando comparado ao estado de São Paulo, o Paraná apresenta contribuições importantes para o setor sucroenergético do Brasil. O estado é o terceiro maior produtor de açúcar do país, o quinto em processamento de cana e o sexto em produção de etanol (UNICA, 2021).

Entretanto, mesmo com alta representatividade no cenário nacional, o Paraná conta com poucas informações elaboradas de forma específica para o estado, no que diz respeito ao biometano. Deste modo, o presente estudo analisa a possibilidade de incorporar este biocombustível no portfólio de produtos do setor sucroenergético do Paraná, pois há necessidade de se produzir conhecimento científico que favoreça a inserção do biometano na estratégia das usinas paranaenses.

1.1. OBJETIVO GERAL

Determinar as possibilidades de aplicação energética do biometano em uma usina teórica com características médias do setor sucroalcooleiro paranaense.

1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Caracterizar o panorama operacional do setor sucroenergético paranaense;
- Definir o arranjo tecnológico mais adequado para produção de biogás bem como para sua respectiva purificação a biometano em uma usina com características médias para o estado do Paraná.
- Determinar a atratividade financeira para a exploração do biometano em diferentes formas de aplicação energética.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo serão apresentadas informações relacionadas ao processamento da cana-de-açúcar, bem como serão evidenciadas as características da produção de resíduos. A digestão anaeróbia é abordada neste item com foco nos processos relacionados à produção de biogás.

O presente tópico ainda conta com informações relacionadas às características do biometano e as tecnologias utilizadas para sua produção e é finalizado apresentando as metodologias de avaliação de viabilidade financeira de um projeto.

2.1. DA CANA AOS RESÍDUOS

O setor sucroalcooleiro consolidou-se no Brasil na década de 70, a partir de incentivos oferecidos pelo Programa Nacional do Alcool (PROALCOOL). Esta iniciativa do governo federal ofereceu reduzidas taxas de financiamento, e viabilizou tanto a instalação de usinas dedicadas à produção de etanol como a construção de destilarias anexas às usinas de açúcar já existentes (RAMOS, 2016).

Atualmente o Brasil é o maior produtor e exportador de açúcar do mundo (CONAB, 2020) e o segundo maior produtor de etanol, acumulando 29,5 % da produção mundial (VIDAL, 2020). Segundo UNICA (2021), na safra 2020/21 foram produzidos no Brasil, aproximadamente, 41,5 milhões de toneladas de açúcar e 32,5 milhões de m³ de etanol.

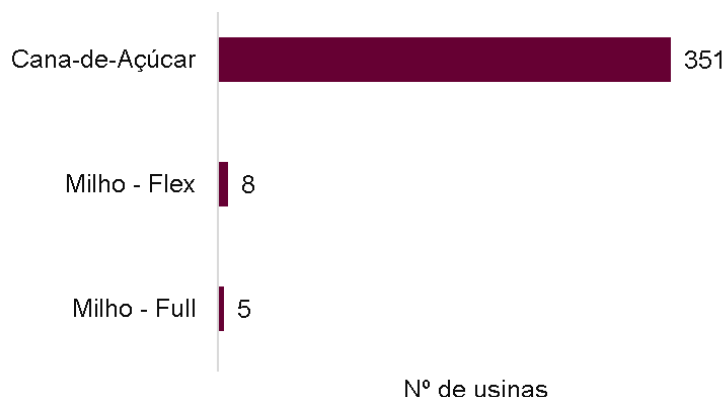
O etanol brasileiro é produzido majoritariamente a partir da cana-de-açúcar; entretanto é crescente o número de unidades que utilizam o milho como fonte de matéria-prima. Atualmente são 8 usinas *Flex*¹ e 5 *Full* em operação no país, além delas existem ainda outras 2 unidades *Flex* e 7 *Full* em construção (EPE, 2021a). A utilização de outras fontes de matéria-prima para produção de etanol ocorre principalmente devido à necessidade de complementar a oferta de etanol no mercado entre os meses de dezembro e março (entressafra), período no qual não há disponibilidade de cana-de-açúcar (FUESS, 2017).

A Figura 1 apresenta o número de usinas em operação no Brasil, por tipo de matéria prima utilizada para produção de açúcar e/ou etanol.

¹ Flex: Usinas que processam cana-de-açúcar e milho para produção de etanol.

Full: Usinas que produzem etanol exclusivamente a partir do milho.

Figura 1 - Número de usinas em operação por tipo de matéria prima utilizada

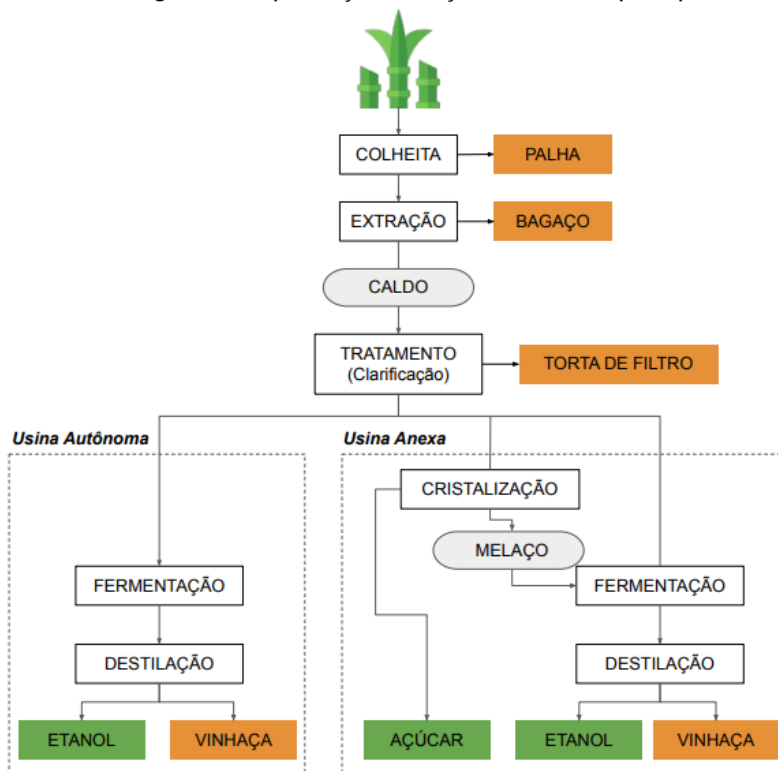


Fonte: Adaptado de (EPE, 2021a).

Atualmente 365 usinas operam no Brasil², 96% delas utilizam a cana-de-açúcar para produção de açúcar e/ou etanol. Destas, 221 são anexas (produzem açúcar e etanol), 114 são autônomas (dedicadas à produção de etanol) e 16 produzem somente açúcar (EPE, 2021a).

A Figura 2, apresenta o fluxograma de produção de etanol e açúcar por tipo de usina.

Figura 2 - Fluxograma da produção de açúcar e etanol por tipo de usina.



Fonte: Adaptado de (FORMANN et al., 2020)

² Uma usina cadastrada na fonte de dados consultada não informa a matéria-prima utilizada.

O fluxograma apresentado tem o objetivo de destacar as principais etapas da produção de açúcar e etanol e sua respectiva geração de resíduos. Por este motivo, algumas etapas específicas como evaporação, cozimento e centrifugação, não foram incluídas na representação gráfica.

Após a colheita a cana-de-açúcar é transportada para usinas em que é submetida ao procedimento de limpeza antes de ser direcionada para a extração, a qual ser realizada por duas vias: sob pressão (moendas) ou difusão. O processo de extração por moendas consiste em comprimir a cana utilizando cilindros para permitir a separação do bagaço e do caldo. Na tecnologia de difusão a matéria-prima é triturada e submetida a sucessivas lavagens com água em elevada temperatura, propiciando a extração dos açúcares. Ambas as tecnologias realizam a extração do caldo (produto que será direcionado à produção de etanol e/ou açúcar) e do bagaço (utilizado para geração de termoeletricidade e vapor) (BNDES, 2008).

Logo após a extração, o caldo passa por uma etapa de clarificação onde as impurezas são coaguladas, floculadas e precipitadas. O lodo resultante deste processo é destinado a um filtro rotativo para recuperação do açúcar residual presente nele. O resíduo gerado nesta etapa é chamado de torta de filtro. Após ser tratado, o caldo é concentrado por evaporação, e segue para a etapa de cristalização (cozimento) e posterior centrifugação. Uma vez que este processo não promove a cristalização de toda sacarose presente no caldo, o melaço (resíduo rico em açúcares) separado dos cristais de açúcar na centrifugação é utilizado para produção de etanol (BNDES, 2008).

Portanto, é possível perceber que a produção de etanol pode ser realizada diretamente do caldo (procedimento adotado em usinas autônomas) ou a partir de uma mistura de caldo e melaço (usinas anexas). Independentemente do tipo de matéria-prima utilizada, o processo para produção de etanol é bastante semelhante, e é composto por duas fases: a de fermentação e de destilação. Na etapa de destilação são produzidos o etanol hidratado e o seu respectivo resíduo, a vinhaça (BNDES, 2008).

Durante o processamento de cana-de-açúcar são gerados altos volumes de resíduos orgânicos. Na fase agrícola é gerada a palha, enquanto na etapa industrial obtêm-se bagaço, vinhaça e torta de filtro (FORMANN et al., 2020). É importante reforçar que a vinhaça é um resíduo exclusivo da produção de etanol.

A palha é um substrato que passou estar disponível após o início da transição para a colheita mecanizada, anteriormente as plantações de cana-de-açúcar

eram incendiadas para facilitar a colheita manual. Para cada tonelada de cana processada, são gerados em média 140 kg de palha (OLIVEIRA et al., 2013). Dados referentes a safra de 2019/20 mostram que o método mecanizado é o mais utilizado para colheita de cana-de-açúcar no Brasil, representando um total de 91,8% (CONAB, 2020). A principal aplicação da palha tem sido para o recobrimento do solo, a fim de realizar o controle de erosão, a manutenção de umidade, além de favorecer a biodiversidade do solo e controlar o crescimento de ervas daninhas (CARVALHO et al., 2017).

Para cada tonelada de cana processada, 260 kg de bagaço são obtidos (FORMANN et al., 2020). Este resíduo é utilizado como combustível para plantas de cogeração localizadas nas próprias usinas que, além de atenderem a demanda interna de vapor e eletricidade, muitas vezes estão aptas a comercializar o excedente de energia elétrica. Segundo ANEEL (2021), a potência outorgada para produção de energia elétrica, a partir do bagaço da cana-de-açúcar no Brasil, é de aproximadamente 11,9 GW, que representam 6,8% da matriz elétrica do país.

Conforme já apresentado, a torta de filtro é um resíduo sólido gerado durante a limpeza do caldo da cana-de-açúcar. Para cada tonelada de cana processada são gerados de 35 a 40 kg deste resíduo (FORMANN et al., 2020; JANKE et al., 2016b). Este material é constituído de partículas inorgânicas, açúcares residuais, fragmentos de bagaço e água. A torta de filtro é amplamente utilizada como adubo nas áreas de plantio de cana (JANKE et al., 2016a).

A vinhaça é um resíduo líquido, potencialmente poluidor e gerado em grande escala. Para cada litro de etanol produzido são gerados em média 12 litros de vinhaça. A principal utilização deste resíduo também é na forma de fertilizante: ele é transportado das unidades industriais até a área de plantio onde é aplicado *in natura* no processo denominado fertirrigação.

Na Tabela 1 estão reunidas as principais características composicionais dos resíduos supracitados.

Tabela 1 - Características físico-químicas dos principais resíduos orgânicos do setor sucroenergético.

	Unidade	Palha	Bagaço	Torta de Filtro	Vinhaça	
					<i>Autônoma</i>	<i>Anexa</i>
Sólidos Totais (ST)	% substrato fresco	76,7 ^a	55,4 ^a	28,9 ^a - 35,2 ^b	1,1 ^a – 2,7 ^b	3,4 ^a
Sólidos Voláteis (SV)	% ST	86,3 ^a	96,0 ^a	51,0 ^b - 74,2 ^a	71,9 ^b - 76,0 ^a	70,6 ^a
DQO	g.L-1	-	-	-	14,52 ^c - 24,7 ^b	32,4 ^a - 35,4 ^c
C	%ST	43,4 ^a	47,6 ^a	42,7 ^a – 48,6 ^b	37,0 ^a – 39,3 ^b	39,0 ^a
N	%ST	0,52 ^a	0,41 ^a	1,76 ^a – 2,44 ^b	2,91 ^a – 3,53 ^b	2,31 ^a
P	%ST	0,06 ^a	0,04 ^a	0,49 ^b - 0,60 ^a	0,16 ^a – 0,47 ^b	0,35 ^a
S	%ST	0,21 ^a	0,05 ^a	0,18 ^{a,b}	0,87 ^a – 1,58 ^b	2,12 ^a

FONTE: ^a(JANKE et al., 2015a), ^b(JANKE et al., 2018), ^c (SANTOS et al., 2019)

A palha e o bagaço são resíduos sólidos. Por este motivo, o teor de sólidos totais é elevado (>50%) para ambos os substratos. Além disso, o elevado teor de SV (>85%) indica uma grande concentração de material orgânico biodegradável no substrato. Entretanto, considerando as características ligno-celulósicas destes materiais, é possível afirmar que a fração orgânica da matéria não está facilmente acessível para biodegradação.

Conforme comentado anteriormente, a torta de filtro é um lodo residual do processo de tratamento do caldo, estado físico este que explica os valores de ST intermediários, quando comparada aos dos substratos sólidos (palha e bagaço) e do líquido (vinhaça).

Ao observar os dados relacionados à vinhaça é possível perceber as diferenças entre amostras de usinas autônomas e anexas. Os parâmetros ST, SV e DQO (demanda química de oxigênio), evidenciam que a vinhaça oriunda de usinas autônomas possui menor concentração de matéria orgânica. Fato que está relacionado diretamente ao tipo de material utilizado para produção do etanol, pois, quando a vinhaça é gerada em uma rota que utiliza apenas o caldo como matéria-prima (usina autônoma), não há contribuição da matéria orgânica residual presente no melaço (FUESS; GARCIA, 2014; JANKE et al., 2015a). Estes fatores influenciam diretamente na produção específica de biogás, conforme evidencia a Tabela 2.

Tabela 2 - Dados do potencial de produção de biogás de vinhaça de usinas anexas e autônomas.

Tipo	Autor	(a) $\text{NmL}_{\text{CH}_4} \cdot \text{g}_{\text{COD}}^{-1}$ (b) $\text{NmL}_{\text{CH}_4} \cdot \text{g}_{\text{SV}}^{-1}$	(a) $\text{g}_{\text{COD}} \cdot \text{L}^{-1}$ (b) $\text{g}_{\text{SV}} \cdot \text{mL}^{-1}$	$\text{L}_{\text{CH}_4} \cdot \text{L}_{\text{vinhaça}}^{-1}$	Média ($\text{L}_{\text{CH}_4} \cdot \text{L}_{\text{vinhaça}}^{-1}$)
Anexa	(JANKE et al., 2015a)	287,5 ^a	32,4 ^a	9,32	10,15 ± 1,18
	(SANTOS et al., 2019)	334 ^a	35 ^a	11,81	
	(VOLPI et al., 2021)	506,76 ^b	0,02 ^b	9,32	
Autônoma	(JANKE et al., 2015a)	246 ^a	22,1 ^a	5,44	5,22 ± 0,33
	(SANTOS et al., 2019)	328 ^a	15 ^a	4,76	
	(LEITE et al., 2015)	261 ^a	20,96 ^b	5,47	

JANKE et al., (2015) afirmam que a vinhaça proveniente de unidades autônomas (exclusivas para a produção de etanol), apresentaram menor capacidade de produção de metano quando comparada ao resíduo de usinas anexas (produção conjunta de etanol e açúcar), fato que os autores atribuíram à menor DQO encontrada nas amostras das unidades autônomas. Características similares foram identificadas por SANTOS et al., (2019), ressaltando a necessidade de se observar durante os estudos, as configurações das unidades produtivas para determinar com maior assertividade o seu respectivo potencial de produção de biogás.

Diante do exposto até aqui, é notável que em termos práticos o único resíduo do setor sucroalcooleiro que recebe aplicação energética é o bagaço. Os demais são utilizados apenas como condicionantes de solo. Neste sentido, destaca-se que a recuperação energética de resíduos orgânicos pode ser realizada a partir da geração de biogás, através da digestão anaeróbia. Janke et al. (2018) afirmam que a vinhaça e a torta de filtro são os substratos mais adequados para a biodigestão, pois são menos recalcitrantes e não apresentam outras aplicações concorrentes, uma vez que a digestão anaeróbia não impede que o digestato seja utilizado como fertilizante posteriormente, pois a maior parte dos nutrientes é conservada.

2.2. DIGESTÃO ANAERÓBIA

A digestão anaeróbia é um processo biológico geralmente composto pelas etapas de hidrólise, acidogênese, acetogênese e metanogênese. As respectivas fases deste processo reúnem microrganismos com características e funções específicas, mas que atuam de forma sintrófica para converter os substratos orgânicos em biogás (DEUBLEIN; STEINHAUSER, 2010).

A hidrólise é responsável por converter compostos complexos em outros mais simples, ou seja, nesta fase carboidratos, proteínas e gorduras de cadeia longa são fragmentados em produtos com estruturas menores. Os componentes dos substratos possuem tempo específico para reagirem no processo de hidrólise; os carboidratos são hidrolisados em poucas horas, enquanto as proteínas e gorduras necessitam de um maior intervalo de reação. Os materiais lignocelulósicos reagem de forma lenta e geralmente não são processados completamente, devido à sua estrutura complexa (DEUBLEIN; STEINHAUSER, 2010).

Na fase de acidogênese, os produtos da hidrólise são convertidos em ácidos orgânicos de cadeia curta, dióxido de carbono, óxido de nitrogênio, álcoois. Já, durante a acetogênese, os produtos gerados nas etapas anteriores são oxidados por bactérias acetogênicas, microrganismos estes que são produtores de acetato e H_2 residual à oxidação dos compostos orgânicos (DEUBLEIN; STEINHAUSER, 2010).

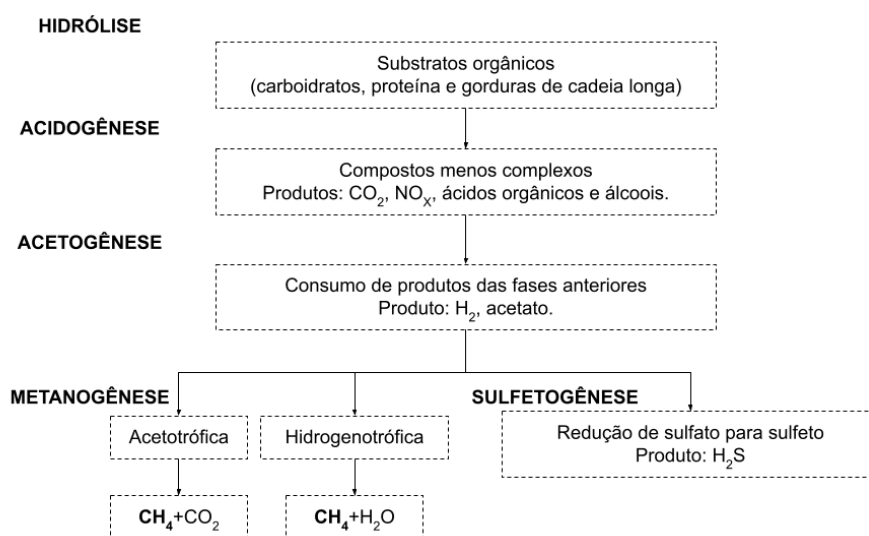
Destaca-se que apesar de serem produtoras de hidrogênio, as acetogênicas necessitam de um ambiente com baixa concentração desta substância para sobreviverem. Por este motivo estes microrganismos possuem relação simbiótica com as arqueias metanogênicas, que por sua vez necessitam de um ambiente com elevada pressão parcial de hidrogênio (DEUBLEIN; STEINHAUSER, 2010).

A etapa metanogênica é responsável pela formação de metano e dióxido de carbono a partir da degradação do substrato proveniente das etapas anteriores. De modo mais específico é possível afirmar que o metano pode ser produzido por meio de arqueias acetotróficas ou hidrogenotróficas. No caso das acetotróficas a formação ocorre a partir da redução de ácido acético, enquanto as hidrogenotróficas realizam a reação autotroficamente utilizando o hidrogênio como fonte de elétrons (energia) e o gás carbônico como fonte de carbono (DEUBLEIN; STEINHAUSER, 2010).

Para substratos com alta concentração de enxofre, como é o caso da vinhaça, ocorre a etapa de sulfetogênese. Nesta fase, um grupo específico de microrganismos, i.e., as bactérias redutoras de sulfato, reduzem o sulfato a sulfeto, produzindo sulfeto de hidrogênio (H_2S), composto este que é potencial inibidor do processo de biodigestão e contaminante do biogás (JIMÉNEZ et al., 2018).

Na Figura 3 é exibido um resumo do processo de biodigestão.

Figura 3 - Fluxograma simplificado do processo de digestão anaeróbia.



Fonte: Elaboração própria.

2.3. BIOGÁS

Janke et al. (2018) afirmam que é possível utilizar reatores que operam com baixa taxa de sólidos, tais como os de mistura completa (*Continuous Stirred Tank Reactor* - *CSTR*) ou lagoa coberta, para realizar a co-digestão da vinhaça e torta de filtro para produção de biogás.

Os reatores de lagoa coberta são equipamentos predominantemente horizontais com alto requisito de área, e instalados por meio de uma escavação e impermeabilização do solo. Este tipo de reator possui capacidade para processar substratos de até 3% de sólidos com baixa carga orgânica volumétrica até $2 \text{ kg}_{\text{DQO}}.\text{m}^{-3}.\text{dia}^{-1}$. Por outro lado, o CSTR é uma tecnologia construída verticalmente no formato cilíndrico com capacidade de receber substratos com maior teor de sólidos (até 11%) e alta carga orgânica volumétrica (até $5 \text{ kg}_{\text{DQO}}.\text{m}^{-3}.\text{dia}^{-1}$) (LEME; SEABRA, 2017).

Neste sentido, Leme e Seabra (2017) ainda destacam que, apesar dos reatores CSTR serem mais flexíveis operacionalmente, é preciso considerar que este é um tipo de tecnologia que requer maior volume de investimentos, se comparado aos de lagoa coberta, que por sua vez se caracterizam como tecnologias robustas e de simples construção. Além disso Da Silva Neto, Gallo e Nour (2020), ressaltam que os reatores de lagoa coberta podem suportar menores valores de pH e apresentam bom desempenho em situações que ocorrem choques de vazão e de carga orgânica.

Conforme citado anteriormente, o biogás é um produto da digestão anaeróbia de substratos orgânicos. Ele é constituído por uma mistura de gases composta por metano (60 a 70%), dióxido de carbono (30 a 40%) e outros gases em nível de traço, como nitrogênio, sulfeto de hidrogênio, hidrogênio, amônia e umidade (GHASEMI; MEISAMAND; MUSSATTO, 2018).

Devido ao elevado teor de metano, este biocombustível pode ser utilizado para geração de energia. A aplicação com menor complexidade tecnológica é a geração de calor a partir da queima em caldeiras. Além do aproveitamento térmico o biogás possui outras duas rotas para utilização energética: (i) queima para obtenção combinada de calor e eletricidade, e (ii) purificação para atingir níveis de qualidade equiparáveis ao gás natural (KADAM; PANWAR, 2017). O biogás purificado é comumente chamado de biometano ou gás natural renovável.

Joppert et al. (2017) afirmam que a queima combinada de biogás, bagaço e palha nas termelétricas já existentes nas usinas, pode ser alternativa interessante para aproveitar parte do bagaço na produção de etanol de segunda geração sem comprometer a exportação de energia das usinas. Além disso, os autores destacam que esta ação poderia aumentar a produtividade de etanol nas usinas e, ainda, reduzir as emissões de materiais particulados nestes locais.

Fuess e Zaiat (2018) ao analisarem os diferentes fatores que influenciam a viabilidade econômica de projetos de biogás utilizando a vinhaça como fonte de substrato, concluíram que o biometano foi a aplicação energética com melhor desempenho econômico se comparado à eletricidade para o caso brasileiro. Além disso, é preciso considerar que a energia elétrica já é um produto do setor sucroalcooleiro, enquanto o biometano surge como uma possibilidade de diversificação e ampliação do portfólio das usinas.

2.4. BIOMETANO

No Brasil, o biometano é um biocombustível regulado pela Agência Nacional de Petróleo, Biocombustíveis e Gás Natural (ANP), órgão este que é responsável pela regulação e monitoramento das atividades relacionadas à produção e transporte de combustíveis fósseis e renováveis. Segundo ANP (2015) as especificações necessárias para que o biometano possa ser considerado um combustível análogo ao Gás Natural são: concentração mínima de 90% de metano, teor máximo de 3% de dióxido de carbono, 0,8% de oxigênio e 10 mg.m⁻³ de gás sulfídrico. Além disso é necessário que o gás possua poder calorífico superior de 35.000 a 43.000 kJ.m⁻³ e índice de Wobbe³ de 46.500 a 53.500.

ANP (2015) ressalta que o controle destes parâmetros é necessário para evitar que ocorram danos e acidentes em equipamentos, visto que o dióxido de carbono, água e compostos sulfurados podem causar corrosão nos equipamentos utilizados, e são potencialmente tóxicos.

2.4.1. Tecnologias Para Tratamento e Purificação do Biogás

Segundo Koonaphapdeelert, Aggarangsi e Moran (2020) o sulfeto de hidrogênio, oxigênio, umidade, amônia, particulados, siloxanos e nitrogênio são os principais compostos que precisam ser eliminados antes do biogás ser submetido às tecnologias de purificação.

Os principais métodos empregados na remoção de sulfeto de hidrogênio são o tratamento biológico (por meio da inserção de ar ou oxigênio), adsorção (física ou química), separação por membranas ou filtro biológico (LASOCKI; KOŁODZIEJCZYK; MATUSZEWSKA, 2015). Segundo Colturato (2015), as rotas tecnológicas para realizar a dessulfurização do biogás dividem-se em processos físicos, químicos e biológicos. O autor ainda detalha que os processos físicos ocorrem por meio de adsorção (por exemplo, carvão ativado) ou absorção (eg., lavador de gás), enquanto os mecanismos químicos podem ser realizados através de lavadores químicos, inibição química ou oxidação catalítica. Por fim, os processos biológicos podem ser implementados por meio de biolavadores, biopercoladores ou biofiltros.

³ O índice de Wobbe é utilizada para avaliar a intercambialidade entre gases, avaliando a quantidade de energia sob condições semelhantes. Este índice é calculado indiretamente a partir da razão do poder calorífico superior e a raiz quadrada da densidade relativa.

Colturato (2015) destaca que a definição da rota de remoção do H_2S deve levar em consideração a concentração do contaminante, a viabilidade de disposição dos subprodutos gerados, os custos e o requisito de pureza para a aplicação energética.

Ao avaliar métodos das três rotas de dessulfurização (física, química e biológica), Colturato (2015) afirma que o biolavador e o lavador químico são os métodos mais adequados para trabalhar com biogás rico em sulfeto de hidrogênio. O principal ponto positivo de ambas as tecnologias citadas está relacionado à simplicidade operacional enquanto os postos de atenção remetem ao elevado custo de implantação e operação dessas tecnologias. Apesar de apresentarem desempenhos semelhantes, o biolavador se destaca por possuir um menor requisito de produtos químicos e garantir um caráter mais sustentável à planta quando comparado ao lavador químico.

O principal fornecedor deste sistema de dessulfurização no Brasil é a empresa holandesa Paques, que desenvolveu uma tecnologia própria para este método, chamada THIOPAQ®. Neste sistema o gás rico em H_2S é inserido contracorrente para ser lavado por uma solução alcalina, que é direcionada a um reator biológico responsável por converter o sulfeto em enxofre elementar. Segundo dados fornecidos pelo fabricante, esta tecnologia possui eficiência de tratamento de 99,5%, que garante um biogás com reduzida concentração de sulfeto de hidrogênio e apto para ser destinado para a unidade de purificação.

A umidade, por sua vez, é geralmente removida por meio do resfriamento do gás, pois ao reduzir a temperatura a um nível inferior ao ponto de orvalho a umidade é condensada e pode, então, ser facilmente removida (KOONAPHAPDEELERT; AGGARANGSI; MORAN, 2020).

Os demais compostos (oxigênio, amônia, particulados e nitrogênio) estão presentes com menor frequência no biogás, por este motivo não foram abordadas tecnologias específicas para estes compostos na presente revisão. Da mesma forma, métodos de remoção de siloxanos não foram apresentados, pois este contaminante é comumente encontrado apenas no biogás oriundo de aterros sanitários e estações de tratamento de esgoto (KOONAPHAPDEELERT; AGGARANGSI; MORAN, 2020).

Com relação ao sistema de purificação, destaca-se que ele é utilizado para remoção de dióxido de carbono do biogás. Segundo dados da IEA-BIOENERGY, (2019), as tecnologias mais utilizadas no mundo para remoção deste composto químico são:

lavagem com água pressurizada (*Water Scrubbing*), membranas e adsorção por variação de pressão (*Pressure Swing Adsorption* – PSA).

Segundo Ullah Khan et al. (2017), *Water Scrubbing* é a tecnologia mais difundida e consolidada na purificação de biogás para biometano e é comumente utilizada para remoção de CO₂ e H₂S. O processo consiste em inserir o biogás comprimido em uma coluna de absorção que possui água sendo inserida a contrafluxo do gás, a remoção dos contaminantes acontece dada à alta afinidade deles com água. A ampla utilização desta tecnologia ocorre pois esse é um processo eficiente, isento de reagentes químicos, e que permite recuperar até 97% do metano inserido no sistema. Apesar de apresentar ampla utilização e muitos benefícios, é necessário destacar que esta tecnologia apresenta altos valores de CAPEX⁴ e OPEX⁵ (ULLAH KHAN et al., 2017), o que pode se caracterizar como um fator impeditivo para sua utilização.

No caso da tecnologia de PSA (*Pressure Swing Adsorption*) o processo é realizado com a utilização de materiais adsorventes que purificam o biogás em condições de alta pressão, o biometano pode atingir elevadas concentrações de metano a partir desta tecnologia (ULLAH KHAN et al., 2017). Neste processo, o biogás é inserido em uma coluna recheada com material adsorvente, e comprimido (até aproximadamente 10 bar), para favorecer o processo de adsorção dos contaminantes (principalmente o dióxido de carbono). Após atingir as condições de equilíbrio, a pressão do sistema é reduzida, resultando na dessorção do CO₂ para a atmosfera e regeneração do meio adsorvente (MILTNER, MAKARUK, HARASEK, 2017).

Outra alternativa de purificação são as membranas. Esta tecnologia opera como uma barreira física com alta seletividade, ou seja, permite que apenas os compostos de interesse (metano) sejam permeados em sua estrutura (ULLAH KHAN et al., 2017). YANG et al. (2014) destacam que as principais vantagens da utilização desses sistemas são a baixa demanda energética, operação e manutenção de baixa complexidade e as dimensões compactas da unidade que reduzem o requisito de área para instalação, entretanto, esses autores ressaltam que o ponto negativo de purificar o biogás para biometano, pela utilização de membranas, é o alto custo de CAPEX e a elevada perda de metano durante a purificação.

⁴ CAPEX – Custos relacionados ao investimento inicial de um projeto.

⁵ OPEX – Despesas ligadas à manutenção e operação de um projeto.

Leme e Seabra (2017) ao avaliarem diferentes rotas de produção de biometano, afirmam que além do custo das tecnologias, aspectos como disponibilidade de assistência técnica nacional, complexidade operacional, segurança e inclinações pessoais dos projetistas, são os principais fatores que determinam a escolha da tecnologia de *upgrade* do biogás.

A Tabela 3 apresenta as principais características operacionais das tecnologias de produção de biometano mais difundidas globalmente.

Tabela 3 – Características das tecnologias de produção de biometano.

Tecnologia	Perda de metano (%)	Consumo energético (kWh/Nm³ de biogás)	Complexidade Operacional	Operação comercial no Brasil^a
<i>Water Scrubbing</i>	1% - 3%	0,2 – 0,5	Baixa	2
Membranas	0,5% - 20%	0,18 – 0,35	Média	1
PSA	1% - 3,5%	0,16 – 0,43	Média	1

Fonte: Adaptado de (KAPOOR et al., 2019).

a – Dados levantados mediante consulta à ANP.

Dentre as tecnologias analisadas, a de membranas é a que possui maior perda de metano em seu processo, podendo chegar a 20% do volume inserido no sistema em casos extremos. Do ponto de vista do consumo energético, o sistema PSA é o que apresenta melhor desempenho, porém possui indicadores bastante semelhantes às membranas, entretanto é necessário destacar que estes sistemas apresentam maior complexidade operacional se comparado ao Water Scrubbing.

O Brasil conta com duas unidades de Water Scrubbing instaladas, uma em São Pedro da Aldeia – RJ e outro em São Paulo capital. Além desses, possui ainda um sistema de membranas instalado em Seropédica-RJ e um PSA em Nanduba-SP. Dentre os equipamentos listados apenas o PSA está instalado em uma unidade que produz biogás a partir de resíduos do setor sucroenergético.

2.4.2. Desafios E Oportunidades Para a Utilização De Biometano

Diante do exposto até aqui, é notável que a origem renovável e a segurança regulatória são as principais vantagens para a utilização desse biocombustível em território nacional. Entretanto, existem outros aspectos a serem considerados.

Um dos fatores que motivam a purificação de biogás a biometano é a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), instituída pela Lei nº 13.576 de 2017. O RenovaBio busca impulsionar os biocombustíveis no Brasil remunerando os produtores através dos Créditos de Descarbonização (CBIOS), um ativo financeiro que é emitido de acordo com a eficiência energética ambiental da unidade produtora, negociado por meio da bolsa de valores imobiliários no país (BRASIL, 2017).

Outro fator que favorece essa aplicação do biogás é o “Programa Combustível do Futuro”, aprovado em maio de 2021 pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE. No que tange ao escopo do presente trabalho, este programa busca criar um ambiente favorável para utilização de biometano em motores do ciclo diesel, além de incentivar os *players* do setor de óleo e gás a investirem em projetos de pesquisa e desenvolvimento nesta área (CNPE, 2021).

Apesar das oportunidades apontarem para um cenário bastante próspero para a produção de biometano no setor sucroalcooleiro, é necessário avaliar projetos caso a caso para definir se eles são viáveis economicamente. Portanto, é imprescindível a realização de análises de viabilidade econômica para definir se o arranjo tecnológico e o modelo de negócio selecionado resultam na oferta de um energético a preço competitivo.

Neste contexto, destaca-se que a maioria dos trabalhos que avaliam esse tema se concentram na avaliação econômica da utilização do biogás para geração de energia elétrica. Bernal et al. (2017a), analisaram a viabilidade técnica-econômica da produção de eletricidade a partir do principal resíduo do setor sucroalcooleiro (vinhaça). No aspecto financeiro, o estudo avaliou os custos, a atratividade e a viabilidade econômica da produção de energia, considerando a área de plantio de cana, e a configuração das usinas, que podem ser autônomas (produzem somente etanol) ou anexas (produzem açúcar e etanol).

Apesar do estudo ter sido realizado sob a ótica da geração de eletricidade, os autores concluem que a utilização de biogás na forma de biometano (como combustível veicular) é uma alternativa interessante, devido ao alto consumo de diesel no setor sucroalcooleiro, e ratificam a necessidade de realizar estudos no sentido da utilização do biogás como biometano, pois o tema ainda é bastante incipiente no Brasil (BERNAL et al., 2017).

Janke et al., (2018) analisaram o biometano como uma fonte alternativa para ampliação da oferta de gás natural no estado de São Paulo. O estudo avaliou o potencial de produção de biometano a partir de quatro fontes de substrato: resíduos sólidos urbanos (dispostos em aterros sanitários) - RSU, Estações de Tratamento de Esgoto - ETE, resíduos agropecuários e vinhaça, além de analisar o panorama regulatório e de incentivos à produção de biometano no estado de São Paulo.

Os autores destacam que a vinhaça e os RSU são os substratos com maior representatividade para a produção de biometano no estado paulista. O resíduo do setor sucroalcooleiro representa mais de 50% do potencial estadual, e acumula volume suficiente para substituir aproximadamente 48% do total de gás natural consumido em São Paulo.

O elevado potencial do estado de São Paulo se dá pois, esta é a unidade federativa que possui o maior número de usinas sucroalcooleiras em operação (154 usinas ao todo). Apesar disso, o grande potencial não é explorado devido ao posicionamento conservador deste setor, e à falta de incentivos para investimento (JOPPERT et al., 2018). Neste sentido, os autores ratificam que o elevado potencial de produção de biometano favorece a viabilidade econômica para produção e aplicação de biometano na rede de distribuição de gás natural do estado, entretanto muitas usinas estão distantes da malha dutoviária, fato que impede este modal de monetização.

2.5. MÉTODOS DE AVALIAÇÃO ECONÔMICA

O custo nivelado de produção de energia (*Levelized Cost of Energy* – LCOE, sigla em inglês) e a modelagem financeira (através da análise do fluxo de caixa descontado) são as formas mais utilizadas para se avaliar economicamente um projeto.

O LCOE é uma metodologia simples que permite comparar a competitividade econômica de diferentes fontes de energia. Este método, por definição, indica a tarifa mínima que seria suficiente para quitar os custos do projeto, e geralmente é calculado a partir da razão entre a somatória dos custos de investimento (*Capital Expenditure* - CAPEX), operação (*Operational Expenditure* - OPEX), e o total de energia produzida durante o período de vida útil do projeto (SUNG; JUNG, 2019).

Apesar disso, segundo (SUNG; JUNG, 2019), o método do LCOE não é uma análise completa, pois observa apenas as perspectivas de custos do projeto, deixando de lado as receitas e o respectivo lucro. Além disso, a metodologia não é suficiente para demonstrar a proficuidade financeira do projeto, ou seja, os investidores não conseguem

extrair dela informações importantes que garantam a estabilidade na geração de receitas e lucros. Neste contexto, destaca-se que, para apresentar e analisar diferentes indicadores, é necessário fazer uso de um modelo financeiro.

O modelo financeiro é uma análise mais robusta que inclui todas as premissas necessárias, e por isso apresenta maior aderência à realidade dos negócios. A partir de um modelo financeiro é possível analisar um fluxo de caixa e obter indicadores essenciais para analisar a viabilidade econômica de um projeto como a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Valor Presente Líquido (VPL) (SUNG; JUNG, 2019).

Destaca-se que, apesar de as metodologias serem amplamente utilizadas para análise de projetos de energia elétrica, as mesmas podem ser aplicadas para estudar projetos de outra natureza, como a produção de energéticos gasosos.

Hoo, Hashim e Ho (2020), por exemplo, utilizaram o LCOE para calcular a tarifa mínima de injeção de biometano em uma rede de gás natural. Destaca-se que no estudo os autores classificam a tarifa de injeção como um instrumento político que pode promover a integração do biometano (energético renovável) à rede de distribuição de gás natural (energético fóssil) já existente. Outro exemplo de aplicação das metodologias supracitadas é o de Cucchiella, D'adamo e Gastaldi (2015) que, através de uma modelagem financeira, utilizando método do fluxo de caixa descontado, calcularam o VPL e *payback* para avaliar a viabilidade de construção de plantas de biometano utilizando como substrato os resíduos sólidos urbanos, culturas energéticas e outros resíduos da pecuária, com diferentes tamanhos e configurações.

3. METODOLOGIA

Neste capítulo serão apresentados os métodos utilizados para caracterizar a unidade de estudo e, dimensionar o sistema de produção e purificação de biogás. Por fim são apresentadas as metodologias empregadas na análise de viabilidade econômica do empreendimento foco do estudo.

3.1. CARACTERIZAÇÃO DA UNIDADE

Para estabelecer a usina teórica (que será o objeto de estudo da presente avaliação) analisou-se as principais características do setor sucroenergético paranaense.

Os aspectos avaliados foram o número de usinas por tipo (autônoma ou anexa), a respectiva localização, bem como as capacidades de processamento de cana-de-açúcar e de produção de etanol.

A Figura 4 demonstra o método utilizado para realizar a caracterização da unidade de estudo.

Figura 4 - Fluxograma metodológico para caracterização da usina teórica.



Fonte: Elaboração própria.

O Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA) é o órgão brasileiro que disponibiliza informações públicas sobre usinas do setor sucroenergético através do Sistema de Acompanhamento de Produção Canavieira (SAPCAN). Desta forma, a partir do SAPCAN, foi possível definir o número de usinas de cana-de-açúcar no estado do Paraná, bem como realizar o agrupamento de acordo com a sua configuração de funcionamento (autônoma ou anexa) (BRASIL, 2021).

As respectivas capacidades de processamento e de produção de etanol por unidade, foram determinadas a partir de informações públicas disponibilizadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis por meio da central de consultas públicas (ANP, 2021a).

A localização da unidade teórica foi definida por meio de uma análise que verificou a mesorregião do estado do Paraná que concentra maior número de unidades produtivas. Para definir o tipo de usina agruparam-se as unidades em anexa e autônoma, sendo o grupo com maior número de unidades o selecionado para compor a configuração da unidade teórica.

Por fim, uma análise da média simples entre as usinas permitiu a definição da capacidade de moagem de cana-de-açúcar (toneladas.dia⁻¹) e de produção de etanol (m³.dia⁻¹). Destaca-se que os coeficientes de geração específica de resíduos, bem como

seus respectivos potenciais de produção de biogás, foram determinados através de informações disponíveis na literatura.

3.2. DIMENSIONAMENTO DA PLANTA DE BIOGÁS

Para realizar o dimensionamento de uma planta de biogás é necessário considerar a sazonalidade e as características dos resíduos gerados. Dentre os resíduos disponíveis no setor sucroenergético, no presente estudo serão considerados como substratos para produção de biogás a vinhaça e torta de filtro, devido à maior biodegradabilidade desses materiais e a possibilidade de continuar os utilizando como fertilizante para o solo, conforme sugerem Janke et al., (2018).

A estratégia adotada para concepção da planta de biogás, consiste da co-digestão desses materiais durante o período de safra da cana de açúcar (aproximadamente 200 dias por ano) e manutenção do funcionamento do sistema de biodigestão utilizando torta de filtro durante a entressafra (dezembro a março, em geral). Este método está de acordo com o proposto por Janke et al. (2015) que, adicionalmente, reforçam a necessidade de considerar um equipamento para armazenar a torta a fim de garantir a continuidade do sistema.

A seleção do arranjo tecnológico que será utilizado para pré-tratamento e biodigestão dos substratos foi realizada de acordo com informações disponíveis na literatura técnica consultada, mas avaliou-se também o estado da arte das plantas de biogás que operam comercialmente no setor sucroenergético do Brasil.

Um balanço de massa foi realizado para estimar a vazão, teor de sólidos e produção de biogás da unidade. O cálculo da concentração de sólidos totais foi realizado a partir da Equação 1, adaptada de von Sperling (2014), e teve por objetivo atender os requisitos tecnológicos do sistema de biodigestão selecionado.

$$C_0 = \frac{\sum_{i=1}^n Q_i * C_i}{\sum_{i=1}^n Q_i} \quad (1)$$

em que

C_0 = Concentração de sólidos totais da mistura (%);

C_i = Concentração do componente da mistura (%);

Q_i = Vazão do componente da mistura (m³/dia);

n = Número de componentes da mistura.

a definição do volume do reator foi realizada de acordo com as Equações 2 e 3 (KUNZ, STEINMETZ E DO AMARAL, 2019), que visam otimizar o tempo de retenção hidráulica, a cinética de degradação dos substratos e a relação alimento/microrganismos,

$$COV = \frac{SV}{TRH} \quad (2)$$

$$V = \frac{Q \cdot SV}{COV} \quad (3)$$

em que

COV = Carga orgânica volumétrica ($\text{kg}_{\text{sv}} \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{d}^{-1}$)

SV = Teor de sólidos voláteis no substrato ($\text{kg}_{\text{sv}} \cdot \text{m}^{-3}$)

V = Volume do reator (m^3);

Q = Vazão dos substratos ($\text{m}^3 \cdot \text{dia}^{-1}$);

TRH = Tempo de Retenção Hidráulica (dias).

A estimativa da produção de metano foi realizada por meio da Equação 4, adaptada de Moraes et al. (2014). A equação precisou ser adaptada pois, a original apresenta como resultado o potencial de produção energia elétrica a partir do biogás:

$$Q_{CH_4} = Q_S * C_{DQO} * BMP * E_{DQO} \quad (4)$$

em que

Q_{CH_4} = Vazão de metano ($\text{Nm}^3 \cdot \text{dia}^{-1}$)

Q_S = Vazão de substrato ($\text{m}^3 \cdot \text{dia}^{-1}$);

C_{DQO} = DQO no substrato ($\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$);

BMP = potencial metanogênico do substrato ($\text{Nm}^3 \cdot \text{kg}_{\text{DQO}}^{-1}$);

E_{DQO} = Eficiência de conversão de DQO em biogás (%).

A Equação 5 de Chernicharo (2016), foi utilizada para estimar a vazão diária de biogás:

$$Q_{\text{Biogás}} = \frac{Q_{CH_4}}{C_{CH_4}} \quad (5)$$

$Q_{\text{Biogás}} = \text{Vazão de biogás (Nm}^3\text{.dia}^{-1}\text{)}$

$Q_{\text{CH}_4} = \text{Vazão de metano (Nm}^3\text{.dia}^{-1}\text{)}$

$C_{\text{CH}_4} = \text{concentração de metano no biogás (\%)}$.

Por fim, para estimar a vazão de biometano disponível considerou-se os parâmetros operacionais das tecnologias disponíveis considerando as perdas de metano presentes no processo.

3.3. MÉTODOS DE AVALIAÇÃO ECONÔMICA

3.3.1. Modelo Financeiro

A metodologia de modelagem financeira, analisando o fluxo de caixa descontado, foi utilizada para avaliar economicamente a produção de biometano no setor sucroenergético do Paraná. O fluxo de caixa descontado (FC_d) corresponde à subtração de receitas e despesas no ano de interesse (t) corrigidos pela Taxa Mínima de Atratividade (TMA) (BERNAL et al., 2017), Equação 6.

$$FC_d = \frac{\text{Receitas} - \text{Despesas}}{(1 + TMA)^t} \quad (6)$$

As despesas são compostas principalmente pelo investimento inicial (CAPEX) e pelos custos operacionais (OPEX). Para contabilizar o CAPEX, foram considerados os custos nas etapas citadas por BERNAL et al. (2017), ou seja, custos do biodigestor, rede de transporte de gás, gasômetro, compressores, flares, e investimentos relacionados à aplicação energética. Por sua vez, o OPEX considerou os gastos necessários para reposição de consumíveis e realização de manutenção na unidade.

Destaca-se que os dados disponibilizados originalmente em Dólares americanos (USD) foram convertidos para Reais utilizando a cotação cambial de R\$ 5,06.USD⁻¹, câmbio este referente ao mês de fevereiro de 2022. Os valores consultados em literatura, que se referiam a cotações anteriores a fevereiro de 2022, foram corrigidos à valor presente. O índice utilizado para correção desses valores foi o IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo) acumulado.

O VPL, a TIR e o *payback* são os parâmetros econômicos geralmente utilizados para analisar economicamente os investimentos realizados. O VPL é calculado a partir do somatório do fluxo de caixa anualizado, conforme apresenta a Equação 7, adaptada de (ACHINAS; EUVERINK, 2019).

$$VPL = \sum_{t=0}^n FC_{d_t} \quad (7)$$

A TIR é equivalente à taxa de desconto que iguala o valor presente líquido a zero, ou seja, se a TIR for superior à TMA o VPL será positivo (SUNG; JUNG, 2019). O *payback*, por sua vez, corresponde ao tempo necessário para que o valor presente líquido seja igualado a zero.

O tempo de análise financeira (n) foi de 20 anos conforme sugerido por Cucchiella, D'adamo e Gastaldi (2015).

Portanto, para definir se a produção de biometano em uma usina com as características teóricas pré-estabelecidas é economicamente viável, as seguintes premissas precisam ser atingidas: (i) TIR deve ser maior que a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) (ii) VPL deve ser maior que 0 e (iii) *payback* menor que o tempo de análise.

As premissas utilizadas durante a realização da modelagem financeira estão expressas na Tabela 4.

Tabela 4 – Apresentação das premissas utilizadas na modelagem financeira.

Premissa	Valor
Tempo de construção e comissionamento (anos)	1
Tempo análise (anos)	20
Depreciação	Linear
Inflação IPCA (%)	7,27% ¹
Tributação	Lucro Real

¹ (BCB, 2022)

Como premissa inicial da avaliação considerou-se que o tempo necessário para construção e comissionamento de um projeto semelhante ao avaliado no presente

estudo é igual a 1 ano, além disso foi assumida a condição de que o CAPEX do projeto é desembolsado nos dois anos iniciais do projeto.

O tempo de análise está ligado ao período de vida útil dos equipamentos empregados na instalação, em consulta à fornecedores do mercado de biogás eles indicam que o tempo médio de vida útil de um projeto de biometano é de 20 anos. A depreciação, ou perda de valor ao longo do tempo, foi considerada linear durante o período de análise, ou seja, considera-se um valor de depreciação igual para todos os vinte anos de análise.

O IPCA é o indicador mais comumente utilizado para expressar a inflação do Brasil. Ele foi utilizado nesta análise como um fator de correção para projetar receitas e custos para os respectivos anos futuros do fluxo de caixa. O Banco Central do Brasil, órgão responsável por realizar as estimativas e projeções deste parâmetro, indicam que a projeção do IPCA para janeiro de 2023 é de 7,27%.

A forma de tributação selecionada para esta análise é a de lucro real, o que implica na incidência de uma alíquota de Imposto de Renda de Pessoa Jurídica – IRPJ igual a 15%, além do tributo adicional de 10% sobre o que excede 240 mil reais por ano. Além do IRPJ, a tributação é composta pela Contribuição Social sobre Lucro Líquido (CSLL) que possui alíquota igual a 9% (BRASIL, 1996).

A taxa de desconto, ou taxa mínima de atratividade (TMA) foi definida considerando o custo médio ponderado de capital, o custo de capital próprio estimado foi de 13% enquanto o custo de capital de terceiros foi de 7% conforme sugere (EPE, 2021b).

Uma premissa importante, adotada neste estudo é que o biometano será comercializado no modelo de negócio “retirado”, ou seja, a usina produtora de biometano não terá frota própria para realizar a logística de distribuição limitando-se a entregar o gás para transportadores externos junto à planta de produção.

De modo a complementar o estudo foi realizada uma análise de sensibilidade sobre receitas e despesas. Sob a ótica das receitas a sensibilidade foi calculada considerando variações no preço do diesel e no valor de comercialização do biometano, pois estes são os principais vetores de monetização. Por outro lado, para analisar a sensibilidade das despesas observou-se o impacto na viabilidade do negócio a partir da variação do CAPEX.

3.3.2. Emissões de GEE e Créditos de descarbonização

Além de avaliar os aspectos econômicos diretos, o presente estudo também avaliou as emissões de GEE para diferentes configurações da frota da usina teórica e a possibilidade de geração de créditos de descarbonização (CBIOS) como fonte de receita auxiliar.

Para estimar a emissão de dióxido de carbono equivalente considerou-se a intensidade de carbono de $3072 \text{ gCO}_2 \text{ eq.} \cdot \text{L}_{\text{diesel}}^{-1}$ e $0,18 \text{ gCO}_2 \text{ eq.} \cdot \text{L}_{\text{biometano}}^{-1}$, valores estes calculados por meio das premissas apresentadas na Tabela 5.

Tabela 5 – Premissas para estimativa de emissões por tipo de combustível.

	Diesel	Biometano	Unidade
Intensidade de Carbono	86,5	4,84	$\text{gCO}_2 \cdot \text{MJ}^{-1}$
PCI	42,29	48,25	$\text{MJ} \cdot \text{kg}^{-1}$
Massa específica	0,84	0,00076	$\text{kg} \cdot \text{L}^{-1}$

Fonte: Adaptado de (ANP, 2018)

A estimativa da quantidade de créditos de descarbonização que poderiam ser emitidos nas condições do presente estudo foi realizada a partir das equações 8 e 9 estabelecidas por ANP (2019).

$$NEEA = IC_{\text{diesel}} - IC_{\text{biometano}} \quad (8)$$

NEEA corresponde a Nota de Eficiência Energético-Ambiental ($\text{gCO}_2 \text{ eq/MJ}$), IC_{diesel} e $IC_{\text{biometano}}$ são a intensidade de carbono do diesel e do biometano, respectivamente.

$$f = NEEA * \frac{f_{\text{elegível}}}{100} * Q * PCI * 10^{-6} \quad (9)$$

Na equação 9, f corresponde ao fator para emissão de CBIO ($\text{CBIOS} \cdot \text{L}_{\text{biometano}}^{-1}$), $f_{\text{elegível}}$ é a fração do volume de biometano elegível para emissão de CBIOS. Neste caso, considerou-se que este parâmetro é igual a 100%, Q é a massa específica do biocombustível (t/m^3), e PCI refere-se ao poder calorífico inferior (MJ/kg). O volume de CBIOS emitidos é resultado da multiplicação entre o respectivo fator de emissão e volume de biometano produzido no período de interesse.

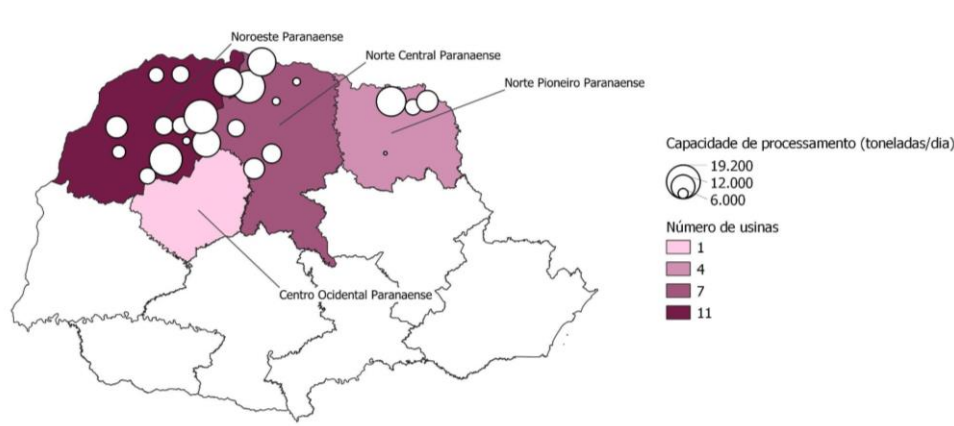
4. RESULTADOS

4.1. CARACTERIZAÇÃO DA USINA

O Paraná conta com 24 usinas autorizadas para a produção de etanol, entretanto uma delas produz álcool a partir de soja, e por este motivo foi desconsiderada, deste modo 23 unidades foram contabilizadas. Ao todo o estado possui capacidade para processar 246.530 toneladas de cana-de-açúcar por dia (ANP, 2021a).

A disposição territorial das usinas de etanol no Paraná está ilustrada na Figura 5.

Figura 5 - Disposição territorial das usinas de cana-de-açúcar do Paraná.

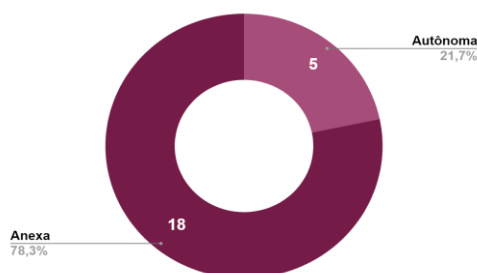


Fonte: Elaboração própria a partir de dados de (ANP, 2021a).

A mesorregião Noroeste Paranaense, além de concentrar o maior número de usinas, também agrega a maior capacidade de processamento. Ao todo, esta região pode processar 126.040 toneladas de cana-de-açúcar diariamente, o equivalente a 51% da capacidade estadual.

Além de compreender a localização das unidades é necessário analisar também as respectivas características produtivas. A Figura 6 apresenta o número de usinas por tipo de configuração.

Figura 6 - Número de usinas por tipo.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados de (BRASIL, 2021).

A predominância de usinas anexas se explica dada a vocação do estado do Paraná no setor açucareiro. Conforme descrito anteriormente esta unidade federativa é a terceira maior produtora de açúcar do Brasil, ficando atrás apenas de São Paulo e Minas Gerais. Na safra de 2019/20 o estado produziu aproximadamente 2 milhões de toneladas desta *commodity* (UNICA, 2021), montante que corresponde a 7% da produção nacional. Apesar disso, destaca-se que não existe no Paraná nenhuma unidade que produz exclusivamente açúcar.

A partir das informações supracitadas foi possível definir as principais características para configurar a usina teórica (Tabela 6).

Tabela 6 - Caracterização da usina teórica.

Premissa	Valor	Unidade
Localização	Noroeste Paranaense	-
Configuração	Anexa	-
Método de monetização de biometano	Autoconsumo e comercialização	-
Dias operacionais ^a	200	dias.ano ⁻¹
Capacidade de processamento ^c	10.719	ton _{cana} .dia ⁻¹
Capacidade de produção de etanol hidratado ^c	570	m ³ .dia ⁻¹
Capacidade de produção de etanol anidro ^c	310	m ³ .dia ⁻¹
Geração específica de vinhaça ^b	11,84	m ³ _{vinhaça} .m ³ _{etanol} ⁻¹
Geração específica de torta de filtro ^b	35	kg _{torta} .ton _{cana} ⁻¹

Fonte:

^a (JUNQUEIRA et al., 2017).

^b (FORMANN et al., 2020)

^c Valor correspondente à média estadual.

A usina teórica estará localizada na região Noroeste do Paraná, será anexa e terá capacidade de processar 10.719 toneladas por dia, valor que é equivalente à média da capacidade de processamento de cana no estado. A capacidade de produção total de etanol estimada é de 880 m³ diários.

O método de monetização para o biometano avaliado no presente trabalho é a substituição do diesel na frota cativa da usina e a comercialização via caminhões de

gás comprimido, escolha realizada devido a alta demanda deste setor e pela distância da rede de distribuição de gás natural no estado do Paraná, que está localizada na faixa leste do estado. Janke et al. (2018) afirmam que, a forma de monetização mais adequada para o biometano produzido a partir de resíduos do setor sucroenergético é a inserção do biocombustível na rede de distribuição de gás natural do estado. Entretanto esta alternativa pode ser limitada devido à localização das usinas em relação a rede de gás. Deste modo, as usinas que estão distantes da rede de distribuição podem optar por aplicações alternativas, como a utilização do biometano enquanto substituto ao diesel na frota própria (maquinário agrícola e caminhões), e ainda comercializar o excedente com clientes pontuais.

A Tabela 7 apresenta as estimativas realizadas durante o dimensionamento da frota cativa da usina teórica.

Tabela 7 – Dimensionamento da frota cativa.

Parâmetro	Valor	Unidade	Fonte
Consumo específico de diesel	1,04	Ldiesel.Ton cana ⁻¹	(DA SILVA NETO; GALLO; NOUR, 2020a)
Capacidade de processamento	10.719	Ton cana.dia ⁻¹	Autor
Consumo de diesel	11.148	Ldiesel.dia ⁻¹	Autor
Rendimento	1,1	km.Ldiesel ⁻¹	(MORAES <i>et al.</i> , 2014)
Distância diária	212	km.caminhão ⁻¹ .dia ⁻¹	(MORAES <i>et al.</i> , 2014)
Frota total	58	Nº Veículos	Autor

A frota total estimada para a usina teórica foi de 58 veículos, frota esta que seria responsável por consumir diariamente 11.148 L de diesel.

4.2. ESTIMATIVA DE GERAÇÃO DE RESÍDUOS

Dentre os resíduos do setor sucroalcooleiro, a vinhaça e a torta de filtro foram os substratos selecionados para a estimativa do potencial de produção do biometano, devido à sua alta disponibilidade e por apresentar características físico-químicas que propiciam a recuperação energética deste material através da digestão anaeróbia, conforme foi observado por Janke et al. (2018).

A geração de resíduos estimada para a unidade em análise está expressa na Tabela 8.

Tabela 8 - Estimativa de geração de resíduos.

Premissa	Valor	Unidade
Geração diária de vinhaça (volume)	3.248,91	m ³ _{vinhaça} .dia ⁻¹
Densidade da vinhaça ^a	1,14	ton.m ⁻³
Geração diária de vinhaça (massa)	3.713,51	ton _{vinhaça} .dia ⁻¹
Geração diária de torta de filtro	264,71	ton _{torta} .dia ⁻¹
Geração de vinhaça por safra	742.701,91	ton _{vinhaça} .safra ⁻¹
Geração de torta de filtro por safra	52.942,93	ton _{torta} .safra ⁻¹

Fonte: ^a (CAMARGO et al., 2009)

A produção de vinhaça foi estimada a partir da sua respectiva geração específica e a capacidade de produção total de etanol, entretanto não foi considerada a capacidade máxima pois, constatou-se que as usinas paranaenses utilizam em média, apenas 31% da capacidade disponível. Esta taxa foi calculada a partir da razão entre o volume de etanol produzido na safra 2020/21, 6.305 m³.dia⁻¹ (UNICA, 2021), e a capacidade total do estado 20.220 m³.dia⁻¹ (ANP, 2021a).

O montante de torta de filtro produzido foi estimado de maneira semelhante. Para este cálculo foram considerados a geração específica de torta de filtro e a capacidade de processamento de cana, ajustado pela taxa média de ocupação das usinas do Paraná (71%). A taxa de ocupação corresponde à razão entre o montante de cana processada 173.950 ton.dia⁻¹ (ANP, 2021a) e a capacidade de processamento do estado 246.530 ton.dia⁻¹ (ANP, 2021a). Segundo EPE (2021a), a taxa de ocupação do setor sucroalcooleiro do Brasil em 2020 foi de 90%, portanto, é possível observar que o estado do Paraná possui uma taxa de utilização da sua capacidade instalada inferior à média nacional.

4.3. ANÁLISE DO SISTEMA DE BIODIGESTÃO E ESTIMATIVA DA PRODUÇÃO DE BIOGÁS

Apesar de energeticamente favorável, a produção de biogás a partir de resíduos da indústria sucroalcooleira enfrenta alguns desafios relacionados à sazonalidade do cultivo, composição e qualidade dos substratos. Especificidades estas que devem ser consideradas para dimensionar o sistema de forma adequada.

A sazonalidade é um gargalo que deve ser superado por projetos de biogás no setor sucroenergético pois, a disponibilidade de resíduos está sujeita somente ao período de safra da cana e a biodigestão requer um processo contínuo para pleno funcionamento. Neste sentido, é necessário armazenar substratos para garantir a continuidade do processo. Dos substratos considerados no presente estudo a torta de filtro é o único material que pode ser armazenado para utilização na entressafra. A viabilidade desta estratégia foi recentemente comprovada, pois o armazenamento da torta de filtro para utilização na entressafra foi uma característica fundamental na viabilização da maior usina de biogás do mundo desse setor. A unidade que entrou em operação em 2020 está localizada em Guariba-SP e possui potência instalada de 21 MW de energia elétrica (RAÍZEN, 2020).

Segundo Hagos et al. (2017) os principais fatores que afetam a produção de biogás são os materiais utilizados na co-digestão, o tipo de pré-tratamento empregado e o modelo do reator selecionado. Neste sentido é notável a necessidade de selecionar corretamente o tipo da tecnologia de biodigestão a ser empregada para se obter sucesso na produção de biogás.

O reator selecionado para compor o sistema de biodigestão do presente estudo foi o de lagoa coberta, pois Leme e Seabra (2017) , afirmam que estas tecnologias apresentam menor requisito de investimento (se comparada ao CSTR) e apresentam baixa complexidade para operação e manutenção. Entretanto, devido ao alto teor de sólidos totais da torta de filtro, o reator deverá ser equipado com misturadores para evitar a sedimentação de materiais durante o tempo de reação (VOLPI et al., 2021). O efluente da biodigestão, digestato, será armazenado em lagoas onde ficará disponível para ser utilizado como fertilizante nas áreas de cultivo de cana-de-açúcar ou diluente para o processo de biodigestão.

Neste sentido, utilizando as premissas apresentadas até aqui, foi realizado um balanço de massa (Tabela 9) para estimar a quantidade de torta a ser armazenada (a fim de garantir a geração de biogás na entressafra), definir a rotina de alimentação dos reatores, estimar as características físico-químicas da mistura e o respectivo potencial de produção de biogás. Estima-se que o sistema de biodigestão deve ser composto por dois reatores de 38.862 m³, reatores estes que operariam com tempo de retenção hidráulica de 18 e 40 dias na safra e entressafra, respectivamente.

Tabela 9 - Balanço de massa para safra e entressafra.

	Substrato	Vazão (ton.dia ⁻¹)	ST ^a (% _{MF})	Produção de Metano (Nm ³ .ton ⁻¹) ^a	Teor de Metano (%) ^b	Produção de Biogás (Nm ³ .dia ⁻¹)	Produção de biogás (%)
Safra	Vinhaça	3.713	3,44%	8,15	57,67%	52.480	79%
	Torta de filtro	150	28,90%	54,00	57,67%	14.046	21%
	Digestato	1.000	2%	-	-	-	
	Mistura	4.863,51	3,93%			66.526	100%
Entressafra	Torta de filtro	139	28,90%	54	57,67%	13.021	100%
	Digestato	2.000	2,00%	-	-	-	
	Mistura	2.139	3,75%			13.021	100%

Fonte: ^a(JANKE et al., 2015a);

(BARROS et al., 2017)

MF – MATÉRIA FRESCA

O balanço de massa realizado precisou equalizar o montante de torta armazenado e o volume de vinhaça disponível para estimar as características da mistura que será co-digerida, o dimensionamento foi realizado para que toda a vinhaça e torta sejam consumidas. Neste contexto, as quantidades consideradas para composição da mistura foram calculadas estrategicamente para que o teor de sólidos totais (ST) não ultrapassasse 4% e, por este motivo, foi necessário considerar a utilização do digestato (recirculado) como diluente para aumentar a umidade da mistura.

A co-digestão de substratos é geralmente benéfica para produção de biogás. Volpi et al. (2021), ao analisarem a digestão associada de resíduos do setor sucroenergético, observaram maior potencial de produção de metano em comparação a mono-digestão dos mesmos materiais. Hagos et al. (2017) relatam que a co-digestão confere maior estabilidade ao processo, favorece o balanço de nutrientes e promove melhor

adaptação dos microrganismos ao substrato. Além disso, os autores afirmam que a digestão conjunta favorece que os teores de sólidos da mistura se adequem aos requeridos pelo sistema de biodigestão.

O potencial de produção de biogás estimado é de 66,5 mil $\text{Nm}^3_{\text{biogás}}.\text{dia}^{-1}$ para a safra e de aproximadamente 13 mil $\text{Nm}^3_{\text{biogás}}.\text{dia}^{-1}$ na entressafra. A elevada diferença é esperada pois, a vinhaça é responsável por acumular 79% do volume de biogás que pode ser produzido diariamente durante o período operacional da usina, e ela não está disponível para utilização na entressafra. A quantidade total de torta de filtro a ser armazenada para a entressafra é de 22.943 toneladas, material este que permite a alimentação de 139 toneladas por dia no período em que não há geração de efluentes pela usina sucroalcooleira.

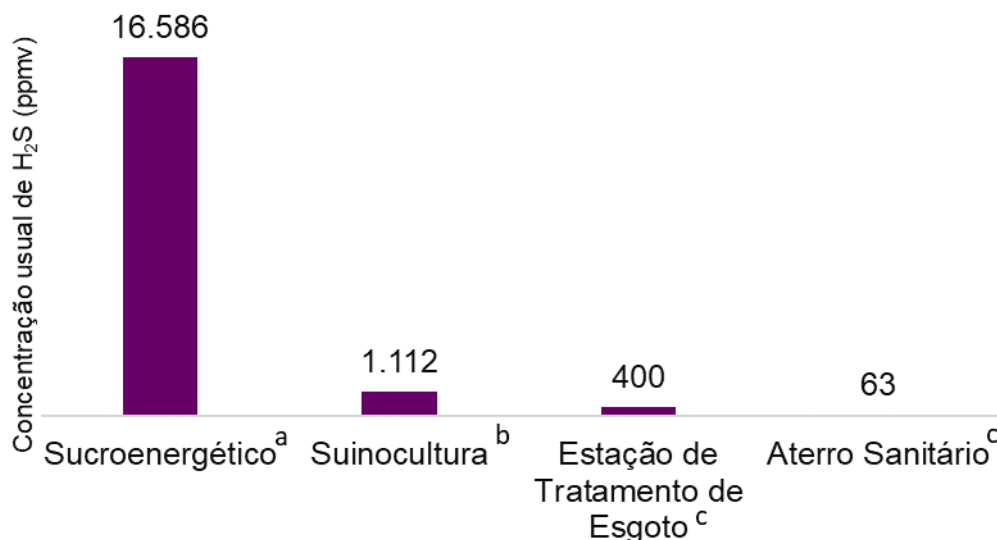
Destaca-se que o sistema de biodigestão proposto possui eficiência de conversão de matéria orgânica em biogás igual a 70% (LEME; SEABRA, 2017). Por este motivo, o volume efetivamente produzido de biogás durante a safra seria de 46.569 $\text{Nm}^3_{\text{biogás}}.\text{dia}^{-1}$ e 9.114 $\text{Nm}^3_{\text{biogás}}.\text{dia}^{-1}$ na entressafra.

Após produzido, o biogás deverá ser encaminhado para o sistema de armazenamento, etapa esta que é composta por gasômetros e *flares*. Os *flares* são dispositivos de segurança responsáveis por queimar o biogás que excede a capacidade de armazenamento ou que não atende os padrões requeridos pela aplicação energética. Os gasômetros são equipamentos de armazenamento de biogás à baixa pressão, e podem ser projetados em diferentes configurações, entretanto, o modelo mais robusto é o de dupla membrana que é composto por uma camada externa que permanece sempre inflada enquanto a camada interna se enche e esvazia de acordo com a produção e consumo de biogás, este tipo de equipamento permite armazenar maiores volumes de biogás, conferindo segurança ao sistema.

A composição típica do biogás produzido a partir de resíduos do setor sucroenergético é composto em média de 55% a 65% de metano, 35% a 55% de dióxido de carbono (BARROS et al., 2017; LEME; SEABRA, 2017). Além destes componentes o biogás produzido nesse setor é rico em sulfeto de hidrogênio, um contaminante com alto potencial corrosivo, a concentração dele no biogás pode variar de 7.174 a 32.284 ppmv (ou 0,7% a 3,2%) conforme relatam Leme e Seabra (2017). Colturato (2015) também reporta elevada concentração média de H_2S , 16.586 ppmv (1,6%), valor que está coerente com a faixa sugerida pelos demais autores.

A Figura 7 apresenta uma comparação entre a concentração usual de H_2S reportada para diferentes fontes de substratos utilizados na produção de biogás no Brasil.

Figura 7– Concentração de H_2S no biogás por fonte de substrato.



Fonte:

[a] Os dados referem-se ao biogás da vinhaça reportados por COLTURATO (2015)

[b](PIROLI et al., 2016)

[c](KUHN et al., 2017)

O elevado teor de H_2S encontrado no biogás do setor sucroenergético deve-se a presença de vinhaça, um resíduo com alto teor de sulfato (COLTURATO, 2015), as concentrações desta substância variam de 600 a 6.400 $mg.L^{-1}SO_4$ (SALOMON, 2007). Durante a biodigestão de substratos ricos em sulfato os microrganismos redutores desta substância entram em uma relação de desequilíbrio com os das fases acidogênica, acetogênica e metanogênica, fato que impacta negativamente a produção de metano e promove a produção de sulfeto de hidrogênio no biogás (COLTURATO, 2015).

4.4. TRATAMENTO E PURIFICAÇÃO DO BIOGÁS

Conforme detalhado no item 4.3, o biogás produzido a partir de resíduos do setor sucroenergético apresenta alta concentração de H_2S , componente este que quando combinado com umidade pode causar oxidação. Além do caráter corrosivo que pode acelerar a degradação de equipamentos como encanamentos, bombas e geradores,

destaca-se a nocividade deste composto para a saúde humana, pois em concentrações superiores à 0,4 ppmv pode levar à formação de edemas pulmonares (OKORO; SUN, 2019). A ANP regulamenta que o teor máximo de sulfeto de hidrogênio que pode estar presente na composição final do biometano (após o tratamento e purificação) é de 0,01 ppmv (ANP, 2015).

Portanto, considerando a necessidade de remover o sulfeto de hidrogênio do biogás antes de direcioná-lo para o sistema de purificação, foram analisadas diferentes tecnologias de tratamento do biogás a fim de selecionar a melhor para compor o arranjo técnico proposto neste trabalho. Após analisar os diferentes tipos de tecnologias, verificou-se que o biolavador é a rota tecnológica mais adequada para compor o arranjo proposto neste estudo pois, possui alta eficiência em sistemas com alta concentração de H_2S , além de contar com baixo requisito de insumos químicos, aspecto que confere um caráter mais sustentável ao sistema (COLTURATO, 2015). As estimativas realizadas indicam que o equipamento deve ter capacidade para processar ao menos $2.000 \text{ Nm}^3 \cdot \text{h}^{-1}$ de biogás.

No Brasil, as duas maiores plantas de biogás em operação no setor sucroenergético utilizam o método de biolavador para dessulfurizar o biogás produzido, fato que corrobora para seleção desta tecnologia para compor o arranjo tecnológico do presente estudo.

A etapa de purificação do biogás tem por objetivo maximizar a concentração de metano na mistura, a partir da remoção de CO_2 . A remoção deste gás é essencial para maximizar o poder calorífico do biometano produzido e garantir, também, outras características ao biometano, como por exemplo, maior compressibilidade, parâmetro este que é fundamental para possibilitar o armazenamento e transporte em alta pressão.

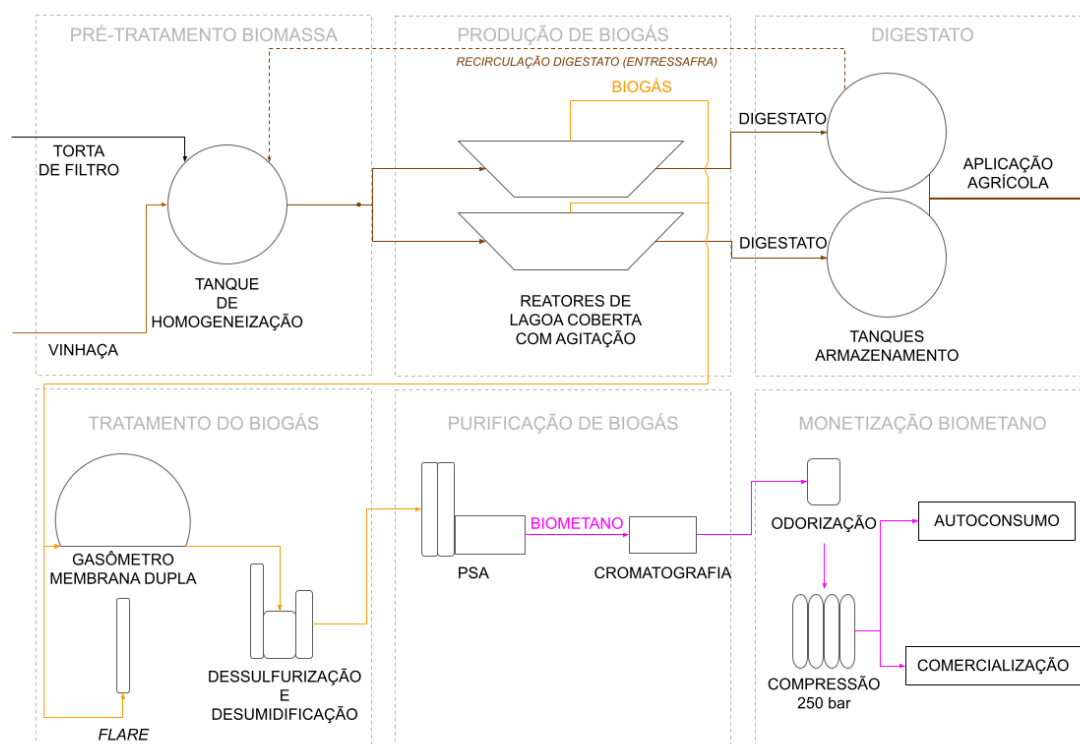
Durante a avaliação de tecnologias para o arranjo deste estudo verificou-se que o sistema PSA é o tipo de tecnologia mais adequada para ser incluída no arranjo tecnológico proposto, pois possui menor consumo energético e apresenta as melhores taxas de recuperação de metano, quando comparado às demais (KAPOOR et al., 2019). Além disso, o fato de o PSA ser o único sistema em operação comercial no setor sucroenergético do Brasil, indica que há suporte técnico e know-how nacional para operar de forma adequada este equipamento.

Segundo estimativas realizadas no âmbito deste trabalho, verificou-se que a capacidade mínima de processamento de biogás do sistema de purificação, deve ser de $2.000 \text{ Nm}^3 \cdot \text{h}^{-1}$.

Para estimar a produção de biometano considerou-se que o biogás inserido no sistema possui concentração igual a 57,67% de CH_4 e que o gás purificado terá teor de metano igual a 97%. A perda de metano considerada foi de 2%, valor intermediário da faixa sugerida por (KAPOOR et al., 2019), deste modo para uma entrada de $1.940 \text{ Nm}^3_{\text{biogás}} \cdot \text{h}^{-1}$ seriam produzidos $1.130 \text{ Nm}^3_{\text{biometano}} \cdot \text{h}^{-1}$. Neste sentido, considerando as premissas aqui apresentadas foi possível estimar que o volume de biometano produzido durante a safra será de $27.131 \text{ Nm}^3 \cdot \text{dia}^{-1}$ e $5.310 \text{ Nm}^3 \cdot \text{dia}^{-1}$ na entressafra.

A Figura 8 apresenta uma representação gráfica resumida do arranjo tecnológico proposto neste trabalho.

Figura 8 – Resumo do arranjo tecnológico proposto para produção de biometano a partir de resíduos do setor sucroenergético.



Fonte: Elaboração própria.

Todas as etapas ilustradas na Figura 8, com exceção da “monetização do biometano” que será detalhada no tópico posterior, foram descritas detalhadamente nos

tópicos anteriores. É importante observar que o arranjo proposto se trata de uma proposta conceitual que precisa ser detalhada e especificada caso a caso.

4.5. DEMANDA E COMERCIALIZAÇÃO DE BIOMETANO

Este tópico tem por objetivo apresentar as estimativas relacionadas à demanda de biometano pela frota cativa de caminhões envolvidos na logística agrícola da usina aqui estudada. Além disso, o volume excedente de biometano também será estimado para avaliar o montante que poderia ser comercializado.

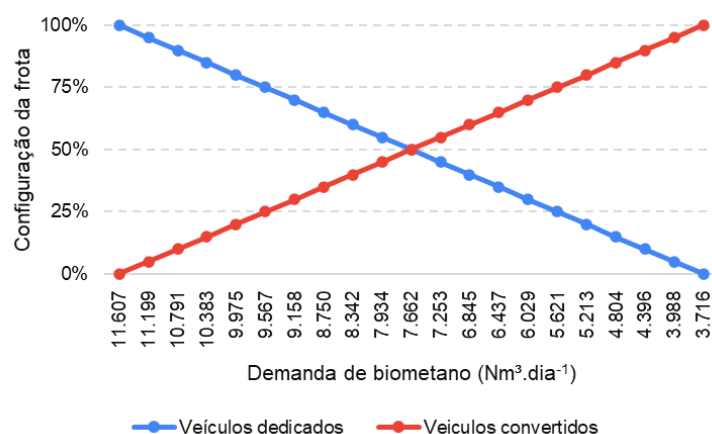
A avaliação de demanda de biometano para consumo interno considerou diferentes configurações da frota, ou seja, caminhões com motores diesel convertidos para a tecnologia “diesel-gás” e caminhões com motores dedicados a gás.

A conversão de motores diesel para “diesel-gás” consiste em adaptar veículos com motores originalmente diesel para funcionarem com a combustão associada de diesel e gás. Esta adaptação pode ser realizada de diferentes maneiras: o gás pode ser inserido ao motor por meio do coletor de admissão de combustível, injetado diretamente na câmara de combustão ou ainda consumido de forma combinada com o diesel (KARCZEWSKI; WIECZOREK, 2021). Motores convertidos para “diesel-gás” trabalham com o menor volume de diesel que viabiliza a combustão da mistura de gás e ar que é introduzida na câmara de combustão, a redução do consumo de diesel varia de 35% a 50% (CONVERGÁS, 2021).

Desta forma é possível verificar que, se por um lado os motores convertidos conseguem substituir apenas uma parcela de diesel, por outro lado, no caso de caminhões com tecnologia dedicada a gás, a demanda de diesel é nula. Neste sentido esta é a principal diferença entre as tecnologias.

A Figura 9 apresenta a demanda diária de biometano considerando diferentes configurações da frota de caminhões da usina avaliada no presente estudo.

Figura 9 – Demanda de biometano por configurações da frota.



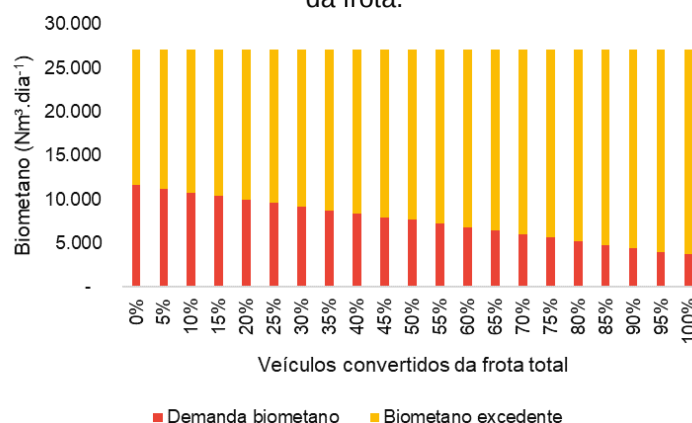
Fonte: Elaboração própria.

O eixo vertical indica a composição da frota enquanto o eixo horizontal apresenta a respectiva demanda de biometano para esta configuração. Por exemplo, caso a frota seja composta somente de veículos dedicados (100% ponto azul e 0% ponto vermelho), a demanda de biometano seria de $11.607 \text{ Nm}^3.\text{dia}^{-1}$, enquanto no cenário de toda a frota ser convertida (0% ponto azul e 100% ponto vermelho) o volume de biometano demandado seria de $3.716 \text{ Nm}^3.\text{dia}^{-1}$. Esta é uma diferença bastante expressiva que pode impactar de forma direta a viabilidade econômica do projeto, por este motivo os impactos financeiros serão melhores detalhados no tópico seguinte do presente trabalho.

Considerando as especificidades supracitadas dos veículos dedicados e convertidos, é natural que a demanda de biometano seja superior quando os veículos que operam exclusivamente com gás compõem mais de 50% da frota.

A Figura 10 apresenta o volume de biometano excedente, que estaria disponível para comercialização durante a safra considerando diferentes composições da frota.

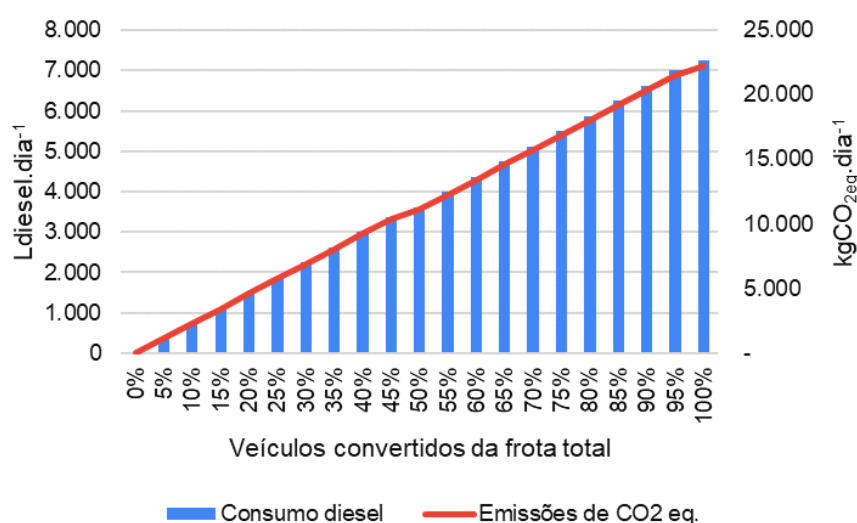
Figura 10 - Demanda e volume excedente de biometano no período de safra em diferentes configurações da frota.



A partir dos resultados apresentados até aqui é possível verificar que a composição da frota tem impacto direto no volume de biometano consumido e disponível para comercialização. Ao observar a Figura 10 é possível concluir que, caso a frota seja composta apenas de veículos dedicados, o volume excedente de biometano disponível para comercialização seria de $15.524 \text{ Nm}^3.\text{dia}^{-1}$ enquanto no cenário de uma frota totalmente convertida, o volume excedente passa para $23.415 \text{ Nm}^3.\text{dia}^{-1}$. Este é um fator fundamental para ser observado, uma vez que impacta nas principais fontes de geração de receita do projeto, comercialização do biometano e custo evitado com consumo de diesel.

A análise do consumo do diesel em cada cenário é fundamental para avaliar o custo atrelado ao consumo desse energético e as emissões de GEE atrelados a ele (Figura 11).

Figura 11 – Consumo de diesel e emissões de GEE em diferentes configurações da frota.



O cenário com frota 100% convertida possui uma intensa emissão de carbono ($22.266 \text{ kgCO}_{2\text{eq}}.\text{dia}^{-1}$), apesar disso ele apresenta uma redução significativa de emissões se comparado a uma operação realizada somente com diesel ($34.254 \text{ kgCO}_{2\text{eq}}.\text{dia}^{-1}$).

Conforme observado anteriormente por (CONVERGÁS, 2021) os veículos convertidos para a tecnologia “diesel-gás” possuem uma limitação técnica no quesito substituição do consumo de diesel, podendo a demanda ser reduzida de 35% a 50%. Neste sentido, ao observar a Figura 11 é possível verificar que a demanda de diesel é diretamente proporcional ao número de veículos convertidos na frota. O acréscimo da demanda de diesel é fator negativo tanto pelo aspecto econômico quanto ambiental, pois há um aumento dos custos atrelados à operação e uma pegada de carbono mais intensiva.

4.6. ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

Este item apresentará as premissas e resultados referentes à análise de viabilidade econômica de produção de biometano em uma usina fictícia contendo as características médias do setor sucroenergético paranaense. Serão apresentados dois cenários, o cenário A avaliará a viabilidade considerando o autoconsumo de biometano na logística agrícola da usina e comercialização do volume excedente, enquanto, o cenário B irá avaliar apenas a comercialização do biometano.

4.6.1. CAPEX e OPEX

As estimativas dos custos necessários para implementação (CAPEX) e operação (OPEX) da unidade são parâmetros fundamentais para definir se há viabilidade econômica para execução do projeto. O levantamento de custos foi realizado a partir de consulta a fornecedores de tecnologias brasileiros e levantamento de dados disponíveis em literatura técnica.

A Tabela 10 apresenta os dados de CAPEX obtidos para os cenários A e B, a partir do levantamento realizado.

Tabela 10 – Detalhamento do CAPEX para os cenários A e B.

Cenário	CAPEX		Data Referência	Referências
	A	B		
Método de monetização do biometano	Autoconsumo + Comercialização	Comercialização		
Biodigestão e Armazenamento do digestato	R\$ 60.035.293	R\$ 60.035.293	2020	(PROCKNOR, 2020)
Armazenamento e tratamento do biogás	R\$ 11.613.457	R\$ 11.613.457	2015	(GRANATO, 2016; VALENTE, 2015)
Produção de biometano	R\$ 14.771.169	R\$ 14.771.169	2020	(BLOOMBERG, 2020)
Compressão e armazenamento de biometano	R\$ 1.482.538	R\$ 1.482.538	2019	(POVEDA, 2019)
Abastecimento biometano	R\$ 350.000	-	2022	Fornecedores mercado brasileiro
Monitoramento, automação e segurança	R\$ 950.000	R\$ 950.000	2022	Fornecedores mercado brasileiro
Custo Conversão (R\$.Caminhão ⁻¹)	R\$ 61.000	-	2021	(CONVERGÁS, 2021)
Custo caminhão novo (R\$.Caminhão ⁻¹)	R\$ 853.869	-	2022	(FIPE, 2022)

A partir do levantamento de custos realizado, é possível verificar que o sistema de biodigestão e de armazenamento do digestato são os investimentos mais significativos, representando 67% no cenário A e 68% em B, sem considerar os investimentos em adaptação de frota.

Os valores de CAPEX relacionados à conversão da frota e aquisição de equipamentos novos foram expressos em termos unitários pois, durante o estudo de viabilidade econômica são avaliadas diferentes configurações da frota, conforme expresso no item 4.5. Neste sentido, Convergás (2021) destaca que o custo de adaptação de um caminhão varia entre 50 e 61 mil reais para o sistema que contempla a instalação dos tanques de armazenamento de gás atrás da cabine, a capacidade de armazenamento destas tecnologias variam de 50 a 120m³ e operam a uma pressão de 200 bar.

O valor verificado para a aquisição de um veículo novo dedicado à operação com gás foi consultado junto à FIPE (2022) em fevereiro de 2022. A Fundação Instituto de Pesquisas Econômica – FIPE, possui uma robusta base de dados referente ao preço médio de diferentes tipos de veículos e é referência nacional no que diz respeito à valoração de automóveis leves e pesados. O veículo consultado foi o Rodotrem SCANIA G410, uma vez que a sua viabilidade técnica e operacional para a rotina da logística agrícola de usinas de cana-de-açúcar do Brasil já foi comprovada por SCANIA (2021).

Além dos custos de CAPEX, foram identificadas também as despesas operacionais relacionadas à unidade de produção de biometano avaliada (Tabela 11).

Tabela 11 – Detalhamento do OPEX para os cenários A e B.

Cenário	OPEX (R\$.ano ⁻¹)		Referências
	A	B	
Método de monetização do biometano	Autoconsumo + Comercialização	Comercialização	
Biodigestão e Armazenamento do digestato	R\$ 578.848	R\$ 578.848	(PROCKNOR, 2020)
Armazenamento e tratamento do biogás	R\$ 443.633	R\$ 443.633	(GRANATO, 2016; VALENTE, 2015)
Produção de biometano	R\$ 930.314	R\$ 930.314	(KAPOOR et al., 2019)
Compressão e armazenamento de biometano	R\$ 300.000	R\$ 300.000	(POVEDA, 2019)
Abastecimento biometano	R\$ 35.000	R\$ 35.000	Fornecedores mercado brasileiro
Monitoramento, automação e segurança	R\$ 47.500	R\$ 47.500	Fornecedores mercado brasileiro
Mão de Obra	R\$ 1.440.000	R\$ 1.440.000	Estimativa

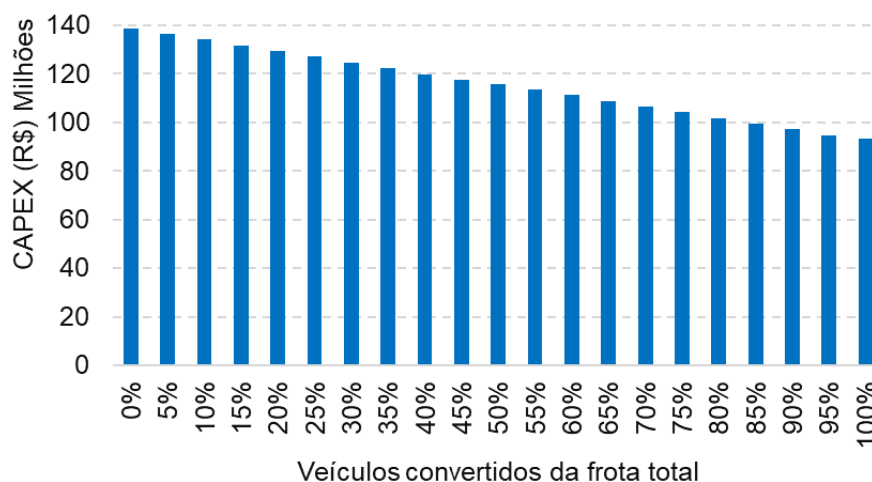
Os custos operacionais mais expressivos identificados nesta análise são os relacionados à mão de obra e produção de biometano. A estimativa de custos com mão de obra considerou 15 colaboradores com custo mensal unitário médio de R\$ 8.000. Esta é uma premissa que confere caráter conservador à análise. Como referência, a usina de biometano da empresa COCAL inaugurada em 2022 possui capacidade de produção de biometano de $28.097 \text{ Nm}^3.\text{dia}^{-1}$ e conta com 18 operadores envolvidos na rotina operacional (COCAL, 2020).

A produção de biometano apresenta elevado custo operacional devido principalmente ao consumo de energia elétrica em sua operação. Kapoor et al. (2019) indicam que o sistema de purificação PSA pode consumir até 0,43 kWh de energia por metro cúbico de biogás que é purificado. Deste modo, considerando que as usinas sucroenergéticas em sua maioria são produtores de eletricidade considerou-se um preço de energia elétrica abaixo do convencional R\$ $0,2.\text{kWh}^{-1}$, portanto, a despesa operacional seria de R\$ 800.980 durante o período de safra e R\$ 129.334 na entressafra.

Portanto, a partir das análises aqui apresentadas é possível verificar que o CAPEX para o cenário B é de R\$ 88.852.457 e o OPEX é de R\$ 3.775.295 para ambos os cenários. Destaca-se que o valor do OPEX é considerado o mesmo pois, partiu-se da premissa que os custos de manutenção da frota e unidade de abastecimento seriam os mesmos que já existem na infraestrutura atual das unidades.

A Figura 12 apresenta as estimativas de CAPEX considerando as diferentes possibilidades de composição da frota no Cenário A.

Figura 12 - CAPEX para o cenário A em diferentes configurações da frota.



As estimativas apontam que o CAPEX do cenário A pode variar de R\$ 138.726.859 a R\$ 93.117.443 a depender da configuração adotada para a frota da usina, os valores menos elevados referem-se à uma configuração de frota predominantemente composta por veículos convertidos.

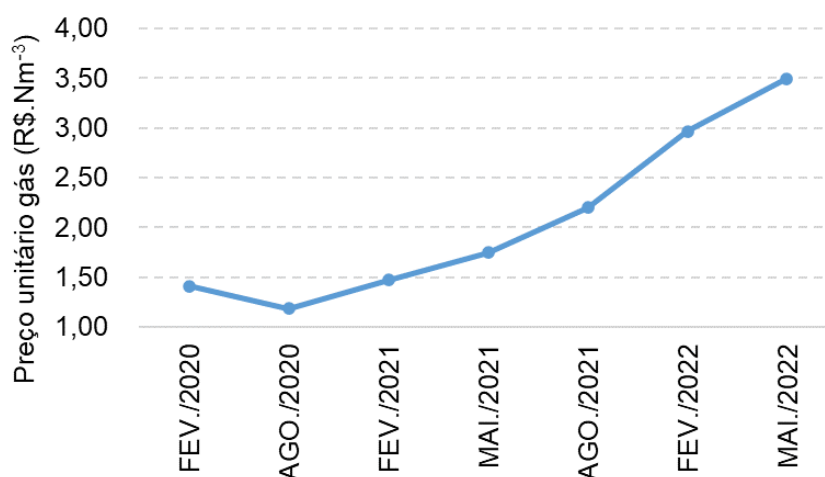
4.6.2. Monetização do biometano

Além dos custos de implementação e operação, é importante compreender também como é composta a estrutura de receitas dos cenários avaliados para analisar de forma assertiva a viabilidade econômica de implantação dos projetos. No cenário A, a geração de receitas é composta pela comercialização de biometano e pelo custo evitado de diesel, enquanto em B as receitas estão exclusivamente atreladas à comercialização do energético.

O preço de comercialização de gás natural comprimido para transportadores praticado pela concessionária de distribuição de gás do estado do Paraná (Companhia Paranaense de Gás – COMPAGÁS), foi o fator que balizou a formação do preço unitário para monetização do biometano no presente estudo.

A Figura 13 apresenta a variação do preço unitário do gás praticado pela COMPAGÁS.

Figura 13 – Variação do preço unitário do gás natural ao longo do tempo.



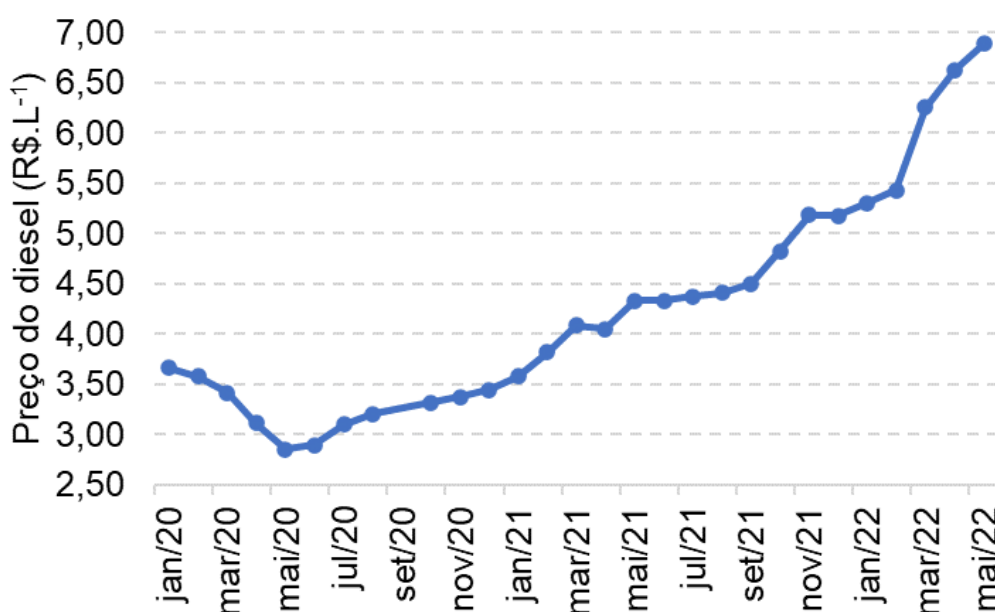
Fonte: Adaptado de (COMPAGAS, 2022)

O preço de comercialização de biometano adotado na presente análise foi de R\$ 2,9637.Nm⁻³ (livre de impostos) (COMPAGAS, 2022). Este valor foi selecionado pois, entende-se que as transportadoras não pagariam um valor superior em uma molécula

análoga ao gás natural somente pelo seu cunho renovável. Apesar disso, é preciso lembrar que os pontos de entrega de gás no Paraná estão localizados apenas na porção leste do estado o que limita a interiorização deste energético. Portanto, tomando como base a infraestrutura limitada de distribuição do estado do Paraná pode se afirmar que um produtor de biometano localizado no noroeste do estado teria liberdade para praticar preços superiores aos da concessionária, dado a escassez de produtores do energético na região leste.

A estimativa de custos evitados com diesel considerou o preço unitário do combustível comercializado no estado do Paraná. A Figura 14 apresenta a variação do preço médio unitário do diesel no estado do Paraná.

Figura 14 – Variação do preço médio unitário do diesel.



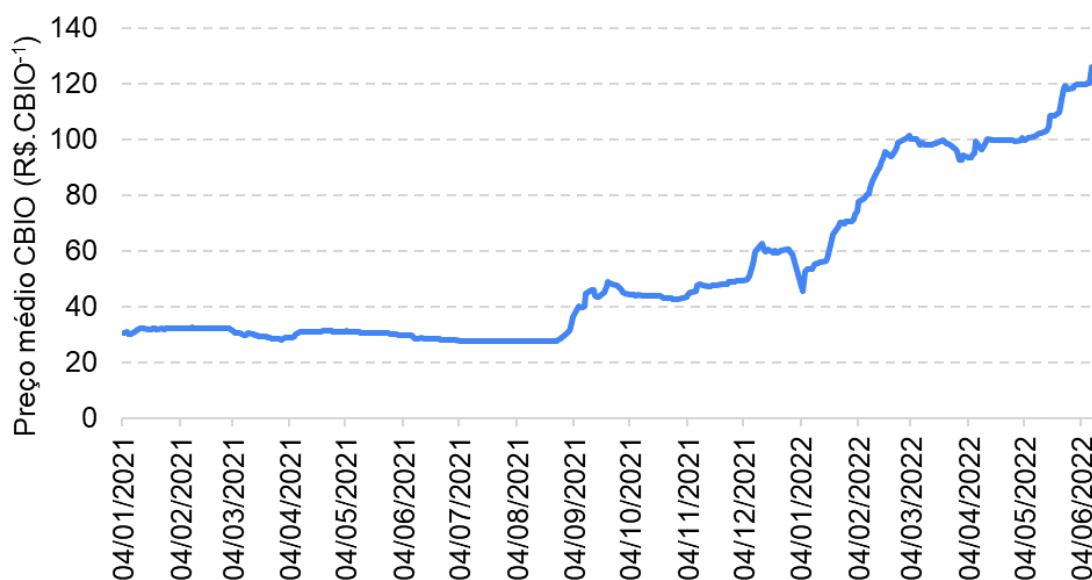
Fonte: Adaptado de (ANP, 2021b).

O preço médio do diesel apresenta um constante de alta no estado do Paraná (e no Brasil como um todo) impulsionado principalmente pela instabilidade econômica global causada pela pandemia de COVID-19 e também pelo cenário recente da guerra que acontece em território ucraniano, neste sentido o preço unitário adotado na presente análise foi de R\$ 6,509.L⁻¹.

Outra fonte de receita considerada foram os CBIOS, ativos negociáveis em bolsa que são gerados a partir da certificação da unidade no âmbito do programa RenovaBio. As estimativas realizadas a partir da Equação 9, indicam que o fator de emissão

de CBIOs a partir da produção de biometano na usina estimada seria de 0,003 CBIOs.m⁻³_{biometano}, ou seja, a unidade teria de produzir aproximadamente 333 m³ de biometano para emitir 1 CBIO. A variação do preço médio dos CBIOs comercializados podem ser observadas na Figura 15.

Figura 15 – Variação do preço médio dos CBIOs.

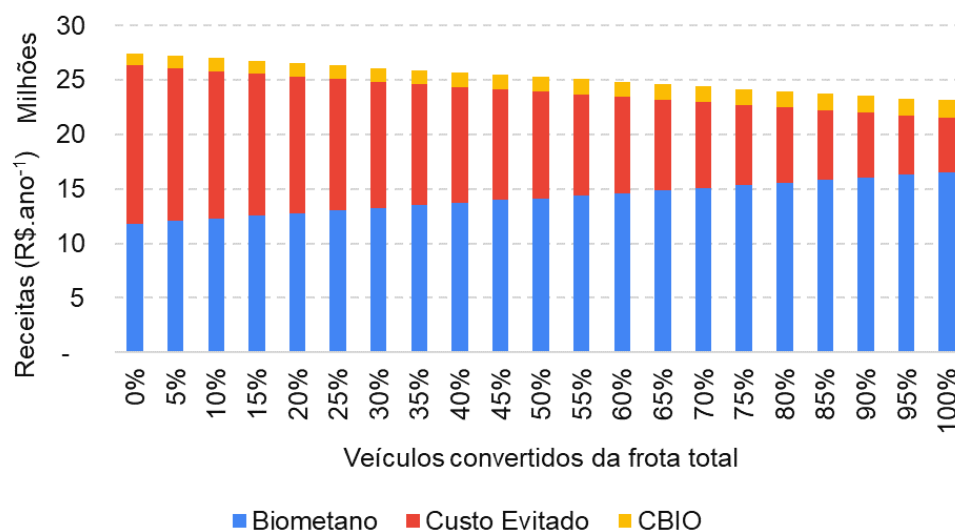


Fonte: Adaptado de (B3, 2022).

O preço dos créditos de descarbonização tem apresentado alta constante, entretanto como se trata de um ativo com preço variável, é bastante difícil projetar com precisão qual será o seu valor em um determinado período. Neste sentido, para realizar uma análise conservadora, considerou-se um preço de R\$ 94,94.CBIO⁻¹, valor este que é cerca de 25% inferior ao último dado disponível durante a consulta realizada.

Neste sentido, considerando todas as receitas citadas neste tópico a Figuras 16 apresenta a geração de receitas para as diferentes possibilidades de configuração de frota apresentadas no cenário A.

Figura 16 – Geração de receitas para diferentes configurações do cenário A.



Fonte: Elaboração própria.

Ao analisar os resultados apresentados na Figura 16 é possível verificar a redução da participação do custo evitado e o acréscimo de receitas provenientes da comercialização de biometano à medida que se aumenta a representatividade de veículos convertidos na frota. O cenário com melhor geração de receitas é o qual contém a frota totalmente dedicada à operação com veículos a gás, desta forma é possível afirmar que a geração de receitas do cenário A pode variar de 27,4 milhões a R\$ 23,1.

A receita estimada para o cenário B indica uma arrecadação anual de R\$ 20.474.759.

4.6.3. Financiamento

O financiamento é outra etapa importante para compreender a viabilidade econômica pois, ao mesmo tempo que as instituições financeiras oferecem a oportunidade para implementar os projetos os financiamentos incluem novos custos relacionados à dívida, taxas de juros e de administração.

No Brasil, existem diversas instituições que poderiam financiar uma planta de biometano como a avaliada neste estudo, contudo o Banco Nacional do Desenvolvimento - BNDES apresenta linhas de financiamento incentivadas no sentido de fomentar o desenvolvimento nacional com base nas estratégias governamentais.

Um dos programas disponíveis no BNDES é o Fundo Clima, ele é um dos instrumentos criados a partir da Política Nacional sobre Mudança do Clima, Lei Nacional nº 12.187, de 29 de dezembro de 2009, e tem por objetivo apoiar o desenvolvimento de projetos que estejam relacionados à descarbonização e a mitigação dos impactos causados pelo aquecimento global (BRASIL, 2009).

O fundo clima reúne nove subprogramas de financiamento, são eles: Mobilidade Urbana, Cidades Sustentáveis e Mudança do Clima, Máquinas e Equipamentos Eficientes, Energias Renováveis, Resíduos Sólidos, Carvão Vegetal, Florestas Nativas, Gestão e Serviço de Carbono e Projetos Inovadores. Dentre estes, o subprograma “Energias Renováveis” é o mais adequado para aportar recursos para uma planta de biometano como a estudada neste trabalho pois, ele prevê o apoio para projetos de produção e utilização de biogás (BNDES, 2022).

Na presente análise considerou-se a aquisição do recurso diretamente com o BNDES. Desta forma, os custos envolvidos na operação seriam o custo financeiro (1% a.a.), a remuneração do BNDES (0,9% a.a.) e a taxa de risco (BNDES, 2022). A taxa de risco é uma variável bastante incerta, pois, depende das características da empresa que está tomando o crédito. Neste sentido, a fim de adotar um parâmetro generalista para investimentos em biometano, assume-se que a taxa de risco é igual a 1,5% a.a., conforme sugerido por EPE (2018). Desta forma, estima-se que a taxa de juros total é de 3,41% a.a..

Além da taxa de juros, outras premissas precisam ser observadas como prazo de amortização igual a 16 anos, valor máximo financiável de R\$ 80 milhões, e Sistema de Amortização Constante (SAC) para contabilização das parcelas (BNDES, 2022). Neste sentido, para que o projeto fosse adequado a estas premissas considerou-se o financiamento de 57% do CAPEX do Cenário A e 90% do Cenário B.

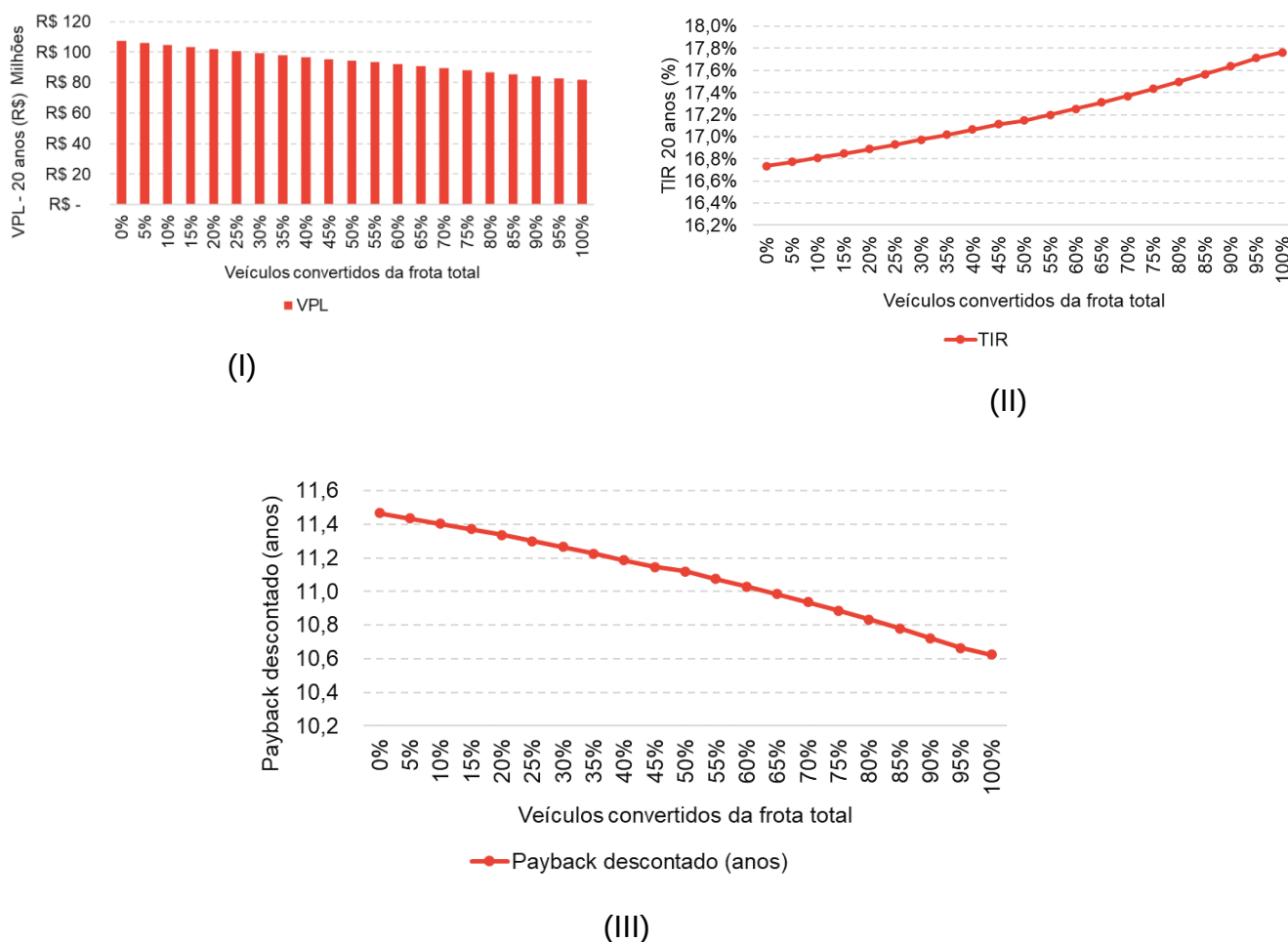
4.6.4. Modelagem Financeira

Após avaliar os custos de CAPEX e OPEX, estimar as possíveis receitas e identificar as condições financeiras para um financiamento, os dados devem ser avaliados em um modelo financeiro para identificar os cenários que apresentam melhor desempenho sob o ponto de vista financeiro.

Para o cenário “A” a taxa de desconto estimada é de 9,58% e 7,60% para “B”, esta diferença entre as taxas ocorre devido aos diferentes percentuais de financiamento do CAPEX, que representa 57% em “A” e 90% em “B”.

A Figura 17 apresenta os resultados obtidos na análise, por meio dos indicadores financeiros VPL, TIR e payback para diferentes composições da frota do cenário A.

Figura 17 – Representação gráfica para VPL (I), TIR (II) e payback (III) para diferentes configurações do cenário A.



Fonte: Elaboração própria.

O VPL observado para todas as configurações de frota é positivo, o que indica positivamente para a viabilidade da implementação da planta de produção de biometano em quaisquer uma das hipóteses. A configuração do cenário “A” que apresenta maior valor de VPL é a que considera a frota completamente dedicada a operação com gás, entretanto este é um indicador que não pode ser analisado de forma isolada pois, o cenário que apresenta maior destaque neste parâmetro é o mesmo que possui o CAPEX mais

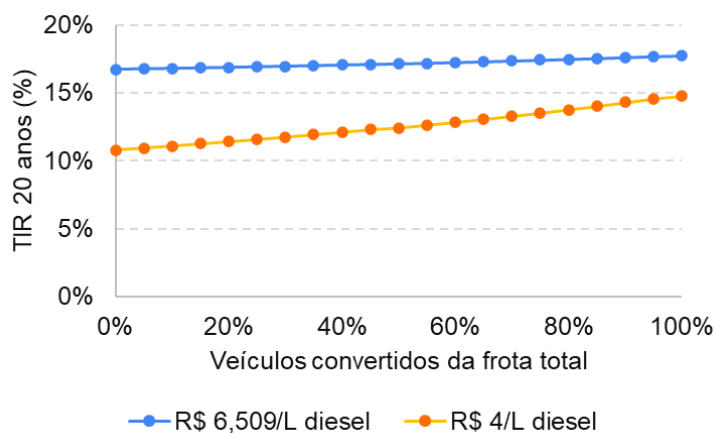
representativo. Neste sentido, é importante observar a TIR e o tempo de *payback* para definir com maior assertividade o cenário que apresenta melhor desempenho financeiro.

A TIR de todas as hipóteses avaliadas no cenário “A” supera a TMA estimada, desta forma este é outro indicador que avalia positivamente o cenário de modo geral. Cabe destacar que a configuração da frota que possui maior taxa interna de retorno é a qual utiliza a frota completamente convertida, resultado inverso ao indicado pelo VPL, ou seja, esta é a configuração do cenário que apresenta melhor retorno financeiro em relação ao capital investido na iniciativa.

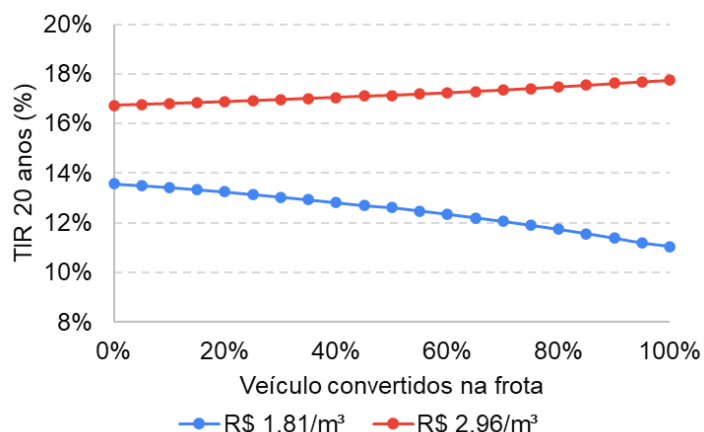
Assim como todos os indicadores anteriores, o *payback* também indica que a planta de produção de biometano é viável independentemente da configuração da frota. No entanto, o *payback* corrobora com a análise realizada para a TIR e, portanto, indica que a configuração da frota que possibilita um retorno financeiro mais rápido é a hipótese com a frota 100% convertida.

Para avaliar o comportamento do cenário “A” foi realizada uma análise de sensibilidade em relação ao preço do diesel e referente ao preço de comercialização do biometano (Figura 18).

Figura 18 - Análise de sensibilidade em relação ao preço do diesel (I) e preço de comercialização do biometano (II) para diferentes configurações do cenário A.



(I)



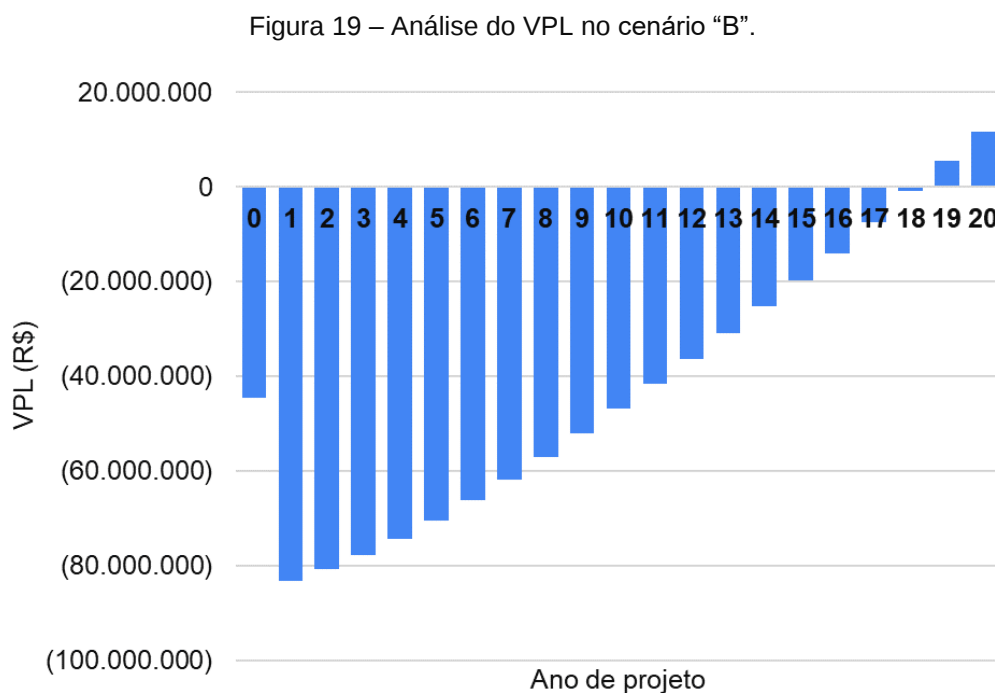
(II)

Ao observar a análise de sensibilidade com relação ao preço do diesel adquirido para a operação agrícola das usinas é possível verificar que as configurações do cenário “A” que apresentam maior percentual de frota convertida, são menos impactados

com a alteração do preço, fato que ocorre dada a menor participação dos custos evitados com esse energético fóssil na estrutura de receitas, conforme demonstra a Figura 16.

Por outro lado, a sensibilidade realizada para o preço de comercialização de biometano indica um maior impacto na atratividade dos projetos quando a configuração da frota é composta por veículos equipados com a tecnologia “diesel-gás”, fenômeno que também está relacionado à estrutura de receitas de cada configuração, como demonstra a Figura 14.

Os indicadores financeiros do cenário “B” serão analisados para fins de comparação com a configuração do cenário “A” que apresenta melhor desempenho econômico. A Figura 19 apresenta o comportamento do valor presente líquido do cenário “B”, ao longo do período de análise.

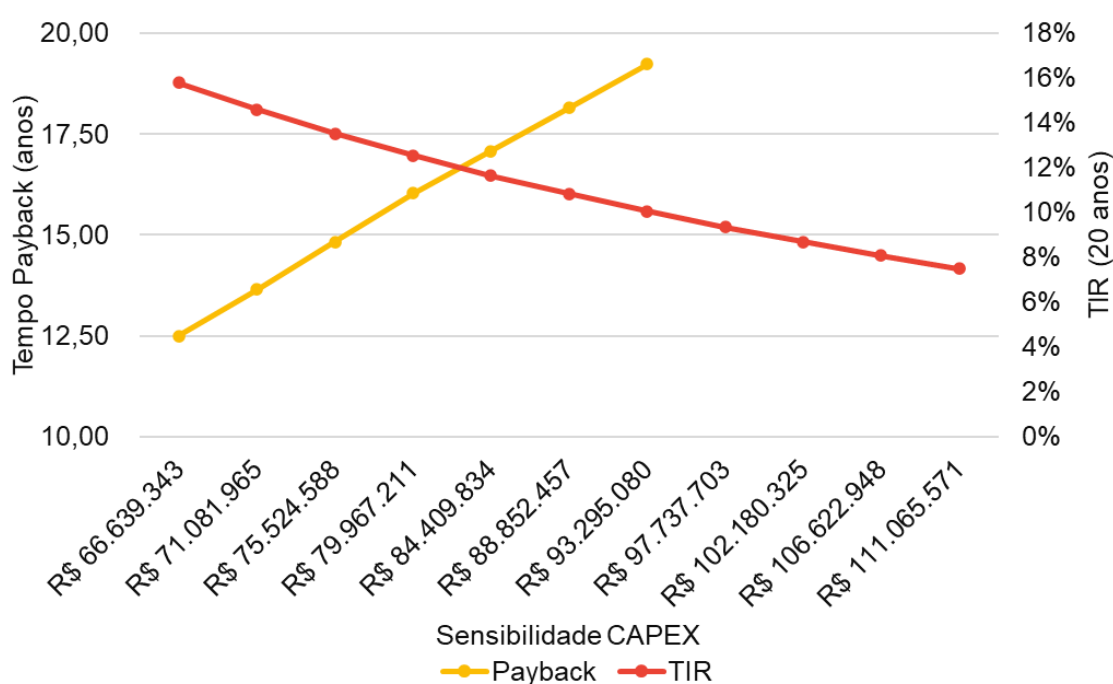


Ao analisar a Figura 19 é possível verificar que o VPL passa a ser positivo após o décimo sétimo ano, ou seja, o payback identificado para o cenário B é de aproximadamente 18 anos. O VPL identificado durante a modelagem financeira é de R\$ 11.737.879 no ano 20 da análise, já a taxa interna de retorno calculada para o cenário “B” é igual 10,83%, valor superior à TMA estimada para este 7,60%%. Desta forma ao analisar os indicadores apresentados para B, verifica-se que o cenário apresenta viabilidade

econômica para implementação pois, apresenta VPL positivo, tempo de payback inferior a 20 anos e TIR superior a TMA.

Para compreender melhor o comportamento da atratividade financeira do cenário B frente a variações na estrutura proposta foram realizadas análises de sensibilidade do valor de CAPEX (Figura 20) e do preço de comercialização de biometano (Figura 21).

Figura 20 – Análise de sensibilidade do CAPEX para o cenário “B”.

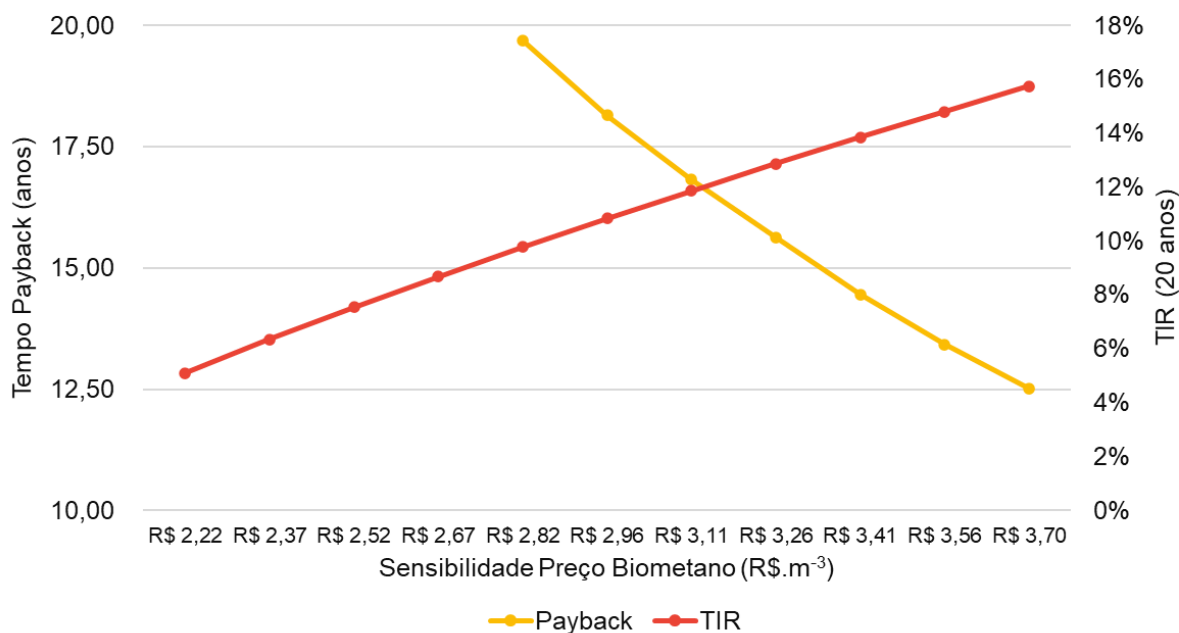


Fonte: Elaboração Própria.

O CAPEX de 88,8 milhões de reais é valor base para essa análise, para verificar a sensibilidade dos indicadores de viabilidade econômica (*Payback* e TIR) foi avaliada a variação de até 25% para mais e para menos deste valor. Este intervalo de variação foi definido arbitrariamente.

Ao analisar a Figura 20 é possível verificar que caso o valor de CAPEX seja reduzido em 25% o tempo de *payback* seria reduzido de 18 para 12 anos e meio enquanto a TIR subiria de 10,8% para 16%. A análise de sensibilidade ainda indica que o CAPEX pode ser aumentado em apenas 5%, acréscimos superiores a esse inviabilizariam financeiramente o cenário B.

Figura 21 – Análise de sensibilidade no preço do biometano para o cenário “B”.



Fonte: Elaboração Própria.

O preço base para a análise de sensibilidade apresentada na Figura 21 foi de R\$2,96.m^{biometano}⁻³ e assim como na avaliação anterior, recebeu variações de 25% para mais e para menos para verificar o impacto nos indicadores de viabilidade. Os resultados obtidos na presente análise demonstram que um aumento de 25% no preço de comercialização do biometano poderia reduzir o tempo de payback do projeto para 12 anos e meio, e aumentaria a TIR para 16%, além disso identificou-se que a redução de mais de 5% no preço do biometano inviabilizaria o cenário avaliado.

Portanto, após avaliar a fundo o comportamento dos respectivos indicadores econômicos do Cenário B, a Tabela 12 foi organizada a fim de comparar a atratividade financeira dos Cenários “A” e “B”.

Tabela 12 – Apresentação do desempenho financeiro do Cenário “A” e “B”.

Cenário	A	B
TIR (20 anos)	17,76%	10,71%
Payback	10 anos e 8 meses	18 anos e 4 meses
VPL (20 anos)	R\$ 81.975.838	R\$ 10.605.691

A partir das análises realizadas anteriormente verificou-se que a configuração do cenário A que apresenta melhor desempenho financeiro é a composta pela frota 100% convertida, por este motivo foi a configuração selecionada para comparação com o cenário B. Ao avaliar os resultados expressos na Tabela 12 é possível verificar que o cenário que apresenta maior atratividade financeira é o “A”, pois, apresenta maior taxa interna de retorno, menor tempo de *payback* e valor presente líquido superior ao Cenário “B”.

5. CONCLUSÕES

A partir das condições avaliadas no presente estudo foi possível verificar que é viável produzir biometano em uma usina com as características médias do setor sucroenergético paranaense, seja para o autoconsumo e comercialização ou somente comercialização do biocombustível. Contudo, a estratégia que apresenta melhor desempenho financeiro é a que considera a utilização do biometano internamente em uma frota completamente convertida para a tecnologia “diesel-gás” e ainda monetiza o biometano excedente a partir da comercialização com clientes externos (Cenário “A”).

Cabe-se ressaltar que apesar do bom desempenho financeiro, o cenário contendo a frota completamente composta por veículo convertidos apresenta desvantagens sob o aspecto ambiental, pois é responsável por emitir diariamente 23 toneladas de dióxido de carbono equivalentes a mais do que a configuração onde a frota é movida 100% pela tecnologia dedicada a biometano.

Neste sentido, destaca-se que a tomada de decisão em investimentos deve-se ser baseada em uma visão holística dos diferentes retornos e impactos do projeto, além disso o arranjo tecnológico e seus respectivos custos são bastante particulares e por isso devem ser avaliados caso a caso.

As principais limitações do presente estudo referem-se à dificuldade em encontrar dados atualizados referentes aos custos de produção, tratamento e purificação do biogás. Além disso, a maior parte dos fornecedores desta cadeia produtiva não se sentem à vontade em disponibilizar orçamentos públicos, pois isto pode interferir na estratégia de negociação de suas organizações.

Recomenda-se que estudos futuros identifiquem como o porte da usina impacta o comportamento econômico da produção de biometano, e verifiquem o tamanho

mínimo da usina para que o processo seja economicamente viável. Além disso, recomenda-se observar como a taxa de ocupação de suas respectivas capacidades produtivas impactam na atratividade financeira destes projetos.

REFERÊNCIAS

ACHINAS, S.; EUVERINK, G. Feasibility Study of Biogas Production from Hardly Degradable Material in Co-Inoculated Bioreactor. **Energies**, v. 12, n. 6, p. 1040, 18 mar. 2019.

ADECOAGRO. **Relatório de sustentabilidade 2020**. Disponível em: <[https://sustainability.adecoagro.com/storage/documents/Resumo_Executivo_Relatório de Sustentabilidade 2020.pdf](https://sustainability.adecoagro.com/storage/documents/Resumo_Executivo_Relatório_de_Sustentabilidade_2020.pdf)>. Acesso em: 29 set. 2021.

ALFONSO-CARDERO, A. et al. Process simulation and techno-economic assessment of vinasse-to-biogas in Cuba: Deterministic and uncertainty analysis. **Chemical Engineering Research and Design**, v. 169, p. 33–45, maio 2021.

ANEEL. **Sistema de Informações de Geração**. Disponível em: <<https://bit.ly/2IGf4Q0>>. Acesso em: 7 abr. 2021.

ANP. **RESOLUÇÃO ANP Nº 8**. Disponível em: <<https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-8-2015?origin=instituicao&q=8/2015>>. Acesso em: 2 jul. 2022.

ANP. **RESOLUÇÃO ANP Nº 758**. Disponível em: <[https://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/52003440/do1-2018-11-27-resolucao-n-758-de-23-de-novembro-de-2018-52003305?utm_source=Comece+seu+dia+bem-informado&utm_campaign=f8bdc0a5ee-newsletter-2018_11_27&utm_medium=email&utm_term=0_5931171aac-f8bdc0a5ee-129476021&ct=t\(newsletter-2018_11_27](https://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/52003440/do1-2018-11-27-resolucao-n-758-de-23-de-novembro-de-2018-52003305?utm_source=Comece+seu+dia+bem-informado&utm_campaign=f8bdc0a5ee-newsletter-2018_11_27&utm_medium=email&utm_term=0_5931171aac-f8bdc0a5ee-129476021&ct=t(newsletter-2018_11_27)>. Acesso em: 2 jul. 2022.

ANP. **Sistema de Consultas Públicas - SIMPWeb - Etanol**. Disponível em: <<https://cpl.anp.gov.br/anp-cpl-web/public/etanol/consulta-produtores/consulta.xhtml>>. Acesso em: 2 jul. 2022a.

ANP. **Sistema de Levantamento de Preços**. Disponível em: <https://preco.anp.gov.br/include/Resumo_Por_Municipio_Index.asp>. Acesso em: 2 jul. 2022b.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, G. N. E. B. **RESOLUÇÃO ANP Nº 802**. 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-no-13-576-de-26-de-dezembro-de-2017-e-altera-a-resolucao-anp-no-758-de-23-de-novembro-de-2018?origin=instituicao&q=802>>. Acesso em: 2 jul. 2022.

ASPRO. **Produção de Biogás para Uso Veicular**. Disponível em: <<https://www.aspro.com.br/aspro/producao-de-biogas-para-uso-veicular/>>. Acesso em: 29 set. 2021.

B3. **CRÉDITOS DE DESCABORNIZAÇÃO: VOLUME NEGOCIADO**. Disponível em: <http://estatisticas.cetip.com.br/astec/series_v05/paginas/lum_web_v04_10_03_consulta.asp>. Acesso em: 2 jul. 2022.

BARROS, V. G. DE et al. Improved methane production from sugarcane vinasse with filter cake in thermophilic UASB reactors, with predominance of Methanothermobacter and Methanosarcina archaea and Thermotogae bacteria. **Bioresource Technology**, v. 244, p. 371–381, nov. 2017.

BCB, B. C. DO B. **Metas para inflação**. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/metainflacao>>. Acesso em: 2 jul. 2022.

BERNAL, A. P. et al. Vinasse biogas for energy generation in Brazil: An assessment of economic feasibility, energy potential and avoided CO₂ emissions. **Journal of Cleaner Production**, v. 151, p. 260–271, maio 2017.

BLOOMBERG. **Greenlane New \$2.4 Million System Supply Contract with Grupo Cocal of Brazil**. Disponível em: <<https://www.bloomberg.com/press-releases/2020-07-07/greenlane-renewables-signs-new-2-4-million-system-supply-contract-with-grupo-cocal-of-brazil>>. Acesso em: 2 jul. 2022.

BNDES. **Bioetanol de cana-de-açúcar: energia para o desenvolvimento sustentável**. 1. ed. Rio de Janeiro: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 2008.

BNDES. **Fundo Clima**. Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/fundo-clima>>. Acesso em: 2 jul. 2022.

BRASIL. **LEI Nº 9.430**. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9430compilada.htm>. Acesso em: 2 jul. 2022.

BRASIL. **LEI Nº 12.187, DE 29 DE DEZEMBRO DE 2009**. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2009/lei/l12187.htm>. Acesso em: 2 jul. 2022.

BRASIL. **LEI Nº 13.576**. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2017/lei/L13576.htm>. Acesso em: 2 jul. 2022.

BRASIL. **Sistema de Acompanhamento da Produção Canavieira**. Disponível em: <<https://sistemasweb4.agricultura.gov.br/sapcana/downloadBaseCompletaInstituicao!downloadArquivoXLS.action>>.

CAMARGO, J. et al. Viabilidade da aplicação do método respirométrico de Bartha para a análise da atividade microbiana de solos sob aplicação de vinhaça. **Engenharia Ambiental: Pesquisa e Tecnologia**, v. 6, n. 2, p. 264–271, 2009.

CARVALHO, J. L. N. et al. Agronomic and environmental implications of sugarcane straw removal: a major review. **GCB Bioenergy**, v. 9, n. 7, p. 1181–1195, jul. 2017.

CHERNICHARO, C. A. DE L. **Reatores Anaeróbios**. 2. ed. Belo Horizonte: Editora UFMG, 2016.

CNPE. **Programa combustível do futuro**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/arquivos/2021/ResoluesCNPE7_2021.pdf>. Acesso em: 2 jul. 2022.

COCAL. **COCAL: ENERGIA RESPONSÁVEL**. Disponível em:

<http://www.arsesp.sp.gov.br/BancoDadosAudienciasPublicasArquivos/Apresentacao_Cocal_AP_04.2020.pdf>. Acesso em: 2 jul. 2022.

COLTURATO, L. F. D. B. **Dessulfuração de biogás da metanização da vinhaça: uma nova abordagem para remoção de altas concentrações de H₂S**. Belo Horizonte: Universidade Federal de Minas Gerais, 2015.

COMPAGAS. **Portal de Tarifas**. Disponível em:

<<https://www.compagas.com.br/portaldetarifas#historico-de-tarifas>>. Acesso em: 2 jul. 2022.

CONAB. Acompanhamento da safra brasileira: Cana-de-Açúcar. **Safra 2019/20 - Terceiro levantamento**, v. 7, n. 3, p. 62, 2020.

CONVERGÁS. **APRESENTAÇÃO COMERCIAL**. Disponível em:

<https://abiogas.org.br/wp-content/uploads/2021/05/APRESENTACAO-CONVERGAS-_2021-1.pdf>. Acesso em: 2 jul. 2022.

CUCCHIELLA, F.; D'ADAMO, I.; GASTALDI, M. Profitability Analysis for Biomethane: A Strategic Role in the Italian Transport Sector. **International Journal of Energy Economics and Policy**, v. 5, n. 2, p. 440–449, 2015.

DA SILVA NETO, J. V.; GALLO, W. L. R.; NOUR, E. A. A. Production and use of biogas from vinasse: Implications for the energy balance and GHG emissions of sugar cane ethanol in the brazilian context. **Environmental Progress & Sustainable Energy**, v. 39, n. 1, p. 13226, 4 jan. 2020.

DE MORAES DUTENKEFER, R. et al. The insertion of biogas in the sugarcane mill product portfolio: A study using the robust optimization approach. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 91, p. 729–740, ago. 2018.

DEUBLEIN, D.; STEINHAUSER, A. **Biogas from Waste and Renewable Resources**. Weinheim, Germany: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2010.

EPE. **Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis - Ano 2020**. Disponível em:

<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-615/NT-EPE-DPG-SDB-2021-03_Analise_de_Conjuntura_dos_Biocombustiveis_ano_2020.pdf>. Acesso em: 2 jul. 2022a.

EPE. **PDE 2030: Plano Decenal de Expansão de Energia 2030**. Disponível em:

<<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>>. Acesso em: 2 jul. 2022b.

EPE, E. B. DE P. E. **NOTA TÉCNICA DEA 019/2018: Estudo sobre a Economicidade do Aproveitamento dos Resíduos Sólidos Urbanos em Aterro para Produção de Biometano**. Rio de Janeiro: [s.n.]. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-309/NT%20Biometano%20de%20Aterro%20vf%200192018.pdf>>.

Acesso em: 2 jul. 2022.

FIPE, F. I. DE P. E. **Preço médio de veículos**. Disponível em: <<https://veiculos.fipe.org.br/>>. Acesso em: 2 jul. 2022.

FORMANN, S. et al. Beyond Sugar and Ethanol Production: Value Generation Opportunities Through Sugarcane Residues. **Frontiers in Energy Research**, v. 8, 27 nov. 2020.

FUESS, L. T. **Biodigestão anaeróbia termofílica de vinhaça em sistemas combinados do tipo acidogênico-metanogênico para potencialização da recuperação de bioenergia em biorrefinarias de cana-de-açúcar de primeira geração**. São Carlos: Universidade de São Paulo, 25 abr. 2017.

FUESS, L. T.; GARCIA, M. L. Implications of stillage land disposal: A critical review on the impacts of fertigation. **Journal of Environmental Management**, v. 145, p. 210–229, dez. 2014.

FUESS, L. T.; ZAIAT, M. Economics of anaerobic digestion for processing sugarcane vinasse: Applying sensitivity analysis to increase process profitability in diversified biogas applications. **Process Safety and Environmental Protection**, v. 115, p. 27–37, abr. 2018.

GASBRASILIANO. **GASBRASILIANO E COCAL ENERGIA ASSINAM CONTRATO DE COMPRA E VENDA DE BIOMETANO DO PROJETO CIDADES SUSTENTÁVEIS APÓS APROVAÇÃO PELA ARSESP**. Disponível em: <<https://www.gasbrasiliano.com.br/noticias/releases/gasbrasiliano-e-cocal-energia-assinam-contrato-de-compra-e-venda-de-biometano-do-projeto-cidades-sus/>>. Acesso em: 29 set. 2021.

GHASEMI, G. A. T.; MEISAMAND, A. M.; MUSSATTO, S. I. Waste Management Strategies; the State of the Art. In: TABATABAEI MEISAM AND GHANAVATI, H. (Ed.). **Biogas: Fundamentals, Process, and Operation**. Cham: Springer International Publishing, 2018. p. 1–33.

GRANATO, E. F. **Análise de viabilidade técnica e econômica da biodigestão anaeróbia da vinhaça**. Tese (Doutorado)—Botucatu: Univesidade Estadual Paulista, 2016.

HAGOS, K. et al. Anaerobic co-digestion process for biogas production: Progress, challenges and perspectives. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 76, p. 1485–1496, set. 2017.

HOO, P. Y.; HASHIM, H.; HO, W. S. Towards circular economy: Economic feasibility of waste to biomethane injection through proposed feed-in tariff. **Journal of Cleaner Production**, v. 270, p. 122160, out. 2020.

IEA-BIOENERGY. **Upgrading Plant Lists 2019**. Disponível em: <<https://task37.ieabioenergy.com/plant-list.html>>. Acesso em: 20 ago. 2020.

JANKE, L. et al. Biogas Production from Sugarcane Waste: Assessment on Kinetic Challenges for Process Designing. **International Journal of Molecular Sciences**, v. 16, n. 9, p. 20685–20703, 31 ago. 2015a.

- JANKE, L. et al. Biogas Production from Sugarcane Waste: Assessment on Kinetic Challenges for Process Designing. **International Journal of Molecular Sciences**, v. 16, n. 9, p. 20685–20703, 31 ago. 2015b.
- JANKE, L. et al. Optimization of hydrolysis and volatile fatty acids production from sugarcane filter cake: Effects of urea supplementation and sodium hydroxide pretreatment. **Bioresource Technology**, v. 199, p. 235–244, jan. 2016a.
- JANKE, L. et al. Comparison of start-up strategies and process performance during semi-continuous anaerobic digestion of sugarcane filter cake co-digested with bagasse. **Waste Management**, v. 48, p. 199–208, fev. 2016b.
- JANKE, L. et al. Year-round biogas production in sugarcane biorefineries: Process stability, optimization and performance of a two-stage reactor system. **Energy Conversion and Management**, v. 168, p. 188–199, jul. 2018.
- JIMÉNEZ, J. et al. Microbial community dynamics reflect reactor stability during the anaerobic digestion of a very high strength and sulfate-rich vinasse. **Journal of Chemical Technology & Biotechnology**, v. 93, n. 4, p. 975–984, abr. 2018.
- JOPPERT, C. L. et al. Energetic shift of sugarcane bagasse using biogas produced from sugarcane vinasse in Brazilian ethanol plants. **Biomass and Bioenergy**, v. 107, p. 63–73, dez. 2017.
- JOPPERT, C. L. et al. **The perspectives of biomethane to contribute to increase the natural gas supply in the state of São Paulo**. European Biomass Conference and Exhibition Proceedings. **Anais...**2018.
- JUNQUEIRA, T. L. et al. Use of VSB to Plan Research Programs and Public Policies. In: BONOMI, A. et al. (Eds.). **Virtual Biorefinery: An Optimization Strategy for Renewable Carbon Valorization**. Cham: Springer International Publishing, 2016. p. 257–282.
- JUNQUEIRA, T. L. et al. Techno-economic analysis and climate change impacts of sugarcane biorefineries considering different time horizons. **Biotechnology for Biofuels**, v. 10, n. 1, p. 50, 14 dez. 2017.
- KADAM, R.; PANWAR, N. L. Recent advancement in biogas enrichment and its applications. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 73, p. 892–903, jun. 2017.
- KAPOOR, R. et al. Evaluation of biogas upgrading technologies and future perspectives: a review. **Environmental Science and Pollution Research**, v. 26, n. 12, p. 11631–11661, 15 abr. 2019.
- KARCZEWSKI, M.; WIECZOREK, M. Assessment of the Impact of Applying a Non-Factory Dual-Fuel (Diesel/Natural Gas) Installation on the Traction Properties and Emissions of Selected Exhaust Components of a Road Semi-Trailer Truck Unit. **Energies**, v. 14, n. 23, p. 8001, 30 nov. 2021.

KOONAPHAPDEELERT, S.; AGGARANGSI, P.; MORAN, J. **Biomethane**. Singapore: Springer Singapore, 2020.

KUHN, J. N. et al. Requirements, techniques, and costs for contaminant removal from landfill gas. **Waste Management**, v. 63, p. 246–256, maio 2017.

KUNZ, A.; STEINMETZ, R. L. R.; DO AMARAL, A. C. **Fundamentos da Digestão Anaeróbia, Purificação do biogás, Uso e Tratamento do Digestato**. 1. ed. Concórdia: Sbera, 2019.

LASOCKI, J.; KOŁODZIEJCZYK, K.; MATUSZEWSKA, A. Laboratory-Scale Investigation of Biogas Treatment by Removal of Hydrogen Sulfide and Carbon Dioxide. **Polish Journal of Environmental Studies**, v. 24, p. 1427–1434, 2015.

LEITE, A. F. et al. Assessment of the Variations in Characteristics and Methane Potential of Major Waste Products from the Brazilian Bioethanol Industry along an Operating Season. **Energy & Fuels**, v. 29, n. 7, p. 4022–4029, 16 jul. 2015.

LEME, R. M.; SEABRA, J. E. A. Technical-economic assessment of different biogas upgrading routes from vinasse anaerobic digestion in the Brazilian bioethanol industry. **Energy**, v. 119, p. 754–766, jan. 2017.

MILTNER, M.; MAKARUK, A.; HARASEK, M. Review on available biogas upgrading technologies and innovations towards advanced solutions. **Journal of Cleaner Production**, v. 161, p. 1329–1337, set. 2017.

MORAES, B. S. et al. Anaerobic digestion of vinasse from sugarcane biorefineries in Brazil from energy, environmental, and economic perspectives: Profit or expense? **Applied Energy**, v. 113, p. 825–835, jan. 2014.

OKORO, O. V.; SUN, Z. Desulphurisation of Biogas: A Systematic Qualitative and Economic-Based Quantitative Review of Alternative Strategies. **ChemEngineering**, v. 3, n. 3, p. 76, 2 set. 2019.

OLIVEIRA, F. M. V. et al. Industrial-scale steam explosion pretreatment of sugarcane straw for enzymatic hydrolysis of cellulose for production of second generation ethanol and value-added products. **Bioresource Technology**, v. 130, p. 168–173, fev. 2013.

PIROLI, M. et al. Methane production from a field-scale biofilter designed for desulfurization of biogas stream. **Journal of Environmental Management**, v. 177, p. 161–168, jul. 2016.

POVEDA, M. M. R. **Integração do biogás da vinhaça na matriz energética de Ribeirão Preto, Estado de São Paulo**. Tese (Doutorado)—Piracicaba: Universidade Estadual de Campinas, 2019.

PROCKNOR, C. Soluções de fábrica. **STAB**, v. 38, n. 5, p. 24–26, 2020.

RAÍZEN. **Raízen inaugura planta de biogás e consolida portfólio de energias renováveis**. Disponível em: <<https://www.raizen.com.br/sala-de-imprensa/raizen-inaugura-planta-de-biogas-e-consolida-portfolio-de-energias-renovaveis>>. Acesso em: 4 set. 2021.

RAÍZEN. **Comunicado ao mercado**. Disponível em: <<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/c016735f-1711-48ce-919f-a8c701b83c19/b957789e-8ebd-3892-44e1-d79e6c67135f?origin=1>>. Acesso em: 29 set. 2021.

RAMOS, P. Trajetória e situação atual da agroindústria canavieira do Brasil e do mercado de álcool carburante. In: ROSA DOS SANTOS, G. (Ed.). **Quarenta anos de etanol em larga escala no Brasil: desafios, crises e perspectivas**. Brasília-DF: [s.n.]. p. 47–82.

SALOMON, K. R. **Avaliação técnico-econômica e ambiental do biogás proveniente da biodigestão da vinhaça em tecnologias para a geração de eletricidade**. Tese de Doutorado—Itajubá, MG: Universidade Federal de Itajubá, 2007.

SANTOS, P. S. et al. Does sugarcane vinasse composition variability affect the bioenergy yield in anaerobic systems? A dual kinetic-energetic assessment. **Journal of Cleaner Production**, v. 240, p. 118005, dez. 2019.

SCANIA. **Scania a gás chega ao setor canavieiro**. Disponível em: <<https://jornadascania.com.br/nossajornada/saomartinho.php>>. Acesso em: 2 jul. 2022.

SEBRAE. **Análise do setor sucroenergético do Triângulo Mineiro**. Disponível em: <<http://www.siamig.com.br/uploads/ed56a2350c250d7d766e2b741be95489.pdf>>. Acesso em: 2 jul. 2022.

SUNG, S.; JUNG, W. Economic Competitiveness Evaluation of the Energy Sources: Comparison between a Financial Model and Levelized Cost of Electricity Analysis. **Energies**, v. 12, n. 21, p. 4101, 27 out. 2019.

ULLAH KHAN, I. et al. Biogas as a renewable energy fuel – A review of biogas upgrading, utilisation and storage. **Energy Conversion and Management**, v. 150, p. 277–294, out. 2017.

UNICA. **Histórico de produção e moagem safra 2020/21**. . Disponível em: <<https://observatoriocana.com.br/>>. Acesso em: 2 jul. 2022.

VALENTE, V. B. **ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA E ESCALA MÍNIMA DE USO DO BIOGÁS DE REATORES ANAERÓBIOS EM ESTAÇÕES DE TRATAMENTO DE ESGOTO NO BRASIL**. Dissertação—Rio de Janeiro: UFRJ, 2015.

VIDAL, F. Produção e Mercado de Etanol. **Caderno Setorial ETENE**, v. 5, n. 121, p. 10, 2020.

VOLPI, M. P. C.; FUESS, L. T.; MORAES, B. S. Anaerobic co-digestion of residues in 1G2G sugarcane biorefineries for enhanced electricity and biomethane production. **Bioresource Technology**, v. 330, p. 124999, jun. 2021.

VOLPI, M. PAULA, C. et al. Use of Lignocellulosic Residue from Second-Generation Ethanol Production to Enhance Methane Production Through Co-digestion. **BioEnergy Research**, 22 jun. 2021.

VON SPERLING, M. **Introdução à qualidade das águas e ao tratamento de esgotos**. 4. ed. Belo Horizonte: Editora UFMG, 2014.

YANG, L. et al. Progress and perspectives in converting biogas to transportation fuels. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 40, p. 1133–1152, dez. 2014.